

Hovedoppgave for cand. polit-graden

LNG i det europeiske gassmarkedet

En empirisk analyse av kostnadsutviklingen for LNG-anlegg

Magne Harang

August 2002

Økonomisk institutt

Universitetet i Oslo

Innhold

1. Sammendrag	1
2. Naturgass som energikilde.....	3
2.1. Etterspørsel	3
2.1.1. Anvendelser av gass.....	3
2.1.2. Gass og andre energikilder.....	4
2.2. Tilbud og reserver	5
2.3. Det europeiske gassmarkedet	6
2.3.1. Bakgrunn	6
2.3.2. Institusjonelle endringer.....	7
2.3.3. Et voksende importbehov.....	8
3. Gasstransport.....	9
3.1. LNG eller rørtransport?	9
3.2. LNG-markedet.....	11
3.2.1. LNG produsenter.....	12
3.2.2. Importører	16
3.3. Mot et globalt gassmarked?	18
3.4. Nærmere om kjøleteknologi	21
4. Teknologisk utvikling og læringskurver	24
4.1. Læringskurver.....	24
4.1.1. En utvidet definisjon av læringskurver	26
4.2. Skalaeffekter og funksjonsform	27
4.3. Sammenheng pris og læring - interne og eksterne faktorer.....	28
5. Metode	31
5.1. Uavhengighet og sammenlignbarhet?	31
5.2. Datatilgjengelighet og datautvalg.....	32
5.3. Nye anlegg og utvidelse av eksisterende.....	33
5.4. Prisindeks, investeringstidspunkt/tekniske forutsetninger - depresiering	34
5.5. Regresjon.....	34
6. Empiriske resultater.....	38
6.1. Utvikling over tid	38
6.2. Estimering av læringskurver og test av strukturell stabilitet.....	39
6.2.1. Utvidelser	39
6.2.2. Nye anlegg	43
6.3. Hva forklarer kostnadsutviklingen?	47
6.3.1. Bakgrunn	48
6.3.2. Kostnadene prioriteres - eksterne faktorer	49
6.3.3. Kostnadsreduksjon gjennom teknologisk utvikling og læring - interne faktorer	50
6.3.4. Kostnadskomponentenes andel av kostnadsreduksjonen.....	52
7. Prosjeksjoner	54

8. Konklusjon	59
9. Litteratur	61
10. Appendiks	64

Figurer

Figur 1 - Verdens gassreserver fordelt på regioner	5
Figur 2 - Estimert tilbud og etterspørsel av naturgass i EU 15 for 2000-2020, mrd m ³	8
Figur 3 - Dekomponering av diskonterte LNG kostnader	10
Figur 4 - Sammenligning av kostnader for LNG og rørtransport	11
Figur 5 - Total LNG eksport 1964-2000, mrd m ³	12
Figur 6 - LNG produksjonsutvikling	13
Figur 7 - Historisk LNG produksjon og planlagt utbygd kapasitet 1964 - 2010	14
Figur 8 - Gjennomsnittlige LNG priser	17
Figur 9 - Hovedformer for kjøleprosesser	23
Figur 10 - Læringskurver	25
Figur 11 - Grunnmodell for et læringssystem	27
Figur 12 - Teknologisk strukturell endring	28
Figur 13 - Sammenheng pris og kostnad	30
Figur 14 - Enhetskostnadsnivå over tid, alle anlegg (\$/mt)	38
Figur 15 - Alle observasjoner i læringsdiagram	39
Figur 16 - Læringskurver, utvidelser kontrollert for antall tog	42
Figur 17 - Læringskurver, utvidelser kontrollert for antall tog	43
Figur 18 - Læringskurver, nye anlegg	45
Figur 19 - Læringskurver, nye anlegg	45
Figur 20 - Prisparaply?	46
Figur 21 - Læringskurver og faser	47
Figur 22 - Utvikling av produksjonskapasitet per tog (mt)	50
Figur 23 - Eksempel på kostnadsfordeling, LNG levert Spania	56
Figur 24 - Kostnadsprognose for LNG leveringskostnader	57
Figur 25 - Estimerte leveringskostnader og importpriser	58

Tabeller

Tabell 1 - LNG eksportprodusenter	14
Tabell 2 - Planlagt utbygd LNG produksjonskapasitet	15
Tabell 3 - Handelsbevegelser LNG 2000	17
Tabell 4 - Regresjon, utvidelser	40
Tabell 5 - Test av strukturell stabilitet	40
Tabell 6 - Park-test	42
Tabell 7 - Regresjon, nye anlegg	43
Tabell 8 - Test av strukturell stabilitet	44
Tabell 9 - Kostnadsreduksjon for nye LNG anlegg	52
Tabell 10 - Dekomponering av LNG enhetskostnader (USD, 1999)	56
Tabell 11 - Kalkulerte LNG leveringskostnader, 1999 basisår	58

Omregningstabell og enheter

Tilnærmede konverteringsfaktorer mellom naturgass og LNG

<i>faktor</i>	<i>bcm naturgass</i>	<i>bcf naturgass</i>	<i>mtoe</i>	<i>mill. tonn LNG</i>	<i>tBtu</i>	<i>mboe</i>
<i>bcm naturgass</i>	1	35,3	0,90	0,725	36	6,29
<i>bcf naturgass</i>	0,028	1	0,026	0,021	1,03	0,18
<i>mtoe</i>	1,111	39,2	1	0,805	40,4	7,33
<i>mill. tonn LNG</i>	1,38	48,7	1,23	1	52,0	8,68
<i>tBtu</i>	0,028	0,98	0,025	0,02	1	0,17
<i>mboe</i>	0,16	5,61	0,14	0,12	5,8	1

Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2002

Anvendte enheter

<i>bcm</i>	Billion cubic meters
<i>bcf</i>	Billion cubic feet
<i>mboe</i>	Million barrels of oil equivalent
<i>mBtu</i>	Million British thermal unit (eg. mmBtu = tBtu)
<i>mtoe</i>	Million tonnes oil equivalent
<i>mtv</i>	Million tonnes per year
<i>tBtu</i>	Trillion British thermal unit (Norsk: Billion Btu)

1. Sammendrag

Etterspørselen etter gass er ventet å øke betydelig over hele verden de neste tyve årene. Dette har flere årsaker, der de viktigste er at gass er mer anvendelig i elektrisitets- og energiproduksjon enn tidligere, samtidig som gass er mer miljøvennlig ved forbrenning enn andre fossile brensler. I EU området er det forventet en dramatisk økning i importbehovet som følge av den økte etterspørselen, samtidig som egen produksjon reduseres.

Det er gjerne store avstander fra importlandene til produksjonsfeltene, i tillegg til at de lettest tilgjengelige feltene gjerne utvinnes først. Dette betyr at gass må transporteres over stadig større avstander fra produksjonsfeltene. Gass transporteres hovedsaklig enten via rør eller nedkjølt i store tankskip, som LNG (Liquefied Natural Gas), der rør er den dominerende formen. Pga de fysiske og kostnadmessige begrensningene som ligger i gasstransport har gassmarkedene i verden tradisjonelt vært avgrensede regionale markeder, der handelen har vært basert på langsiktige kontrakter og rigid.

Utviklingen av transportkostnadene vil dermed være en viktig faktor i det fremtidig europeiske gassmarkedet, men også for mulighetene til utviklingen av et globalt gassmarked.

I denne oppgaven tar jeg for meg kostnadsutviklingen for LNG-transport og utviklingen av LNG markedet. Med LNG-transport forstås en treleddet kjede; nedkjøling av gassen til væskeform (kondensering), skipstransport og importterminaler for regassifisering. Kapitalkostnadene ved byggingen av nedkjølingsanleggene er det dominerende kostnadselementet i LNG transporten, og analysen blir derfor avgrenset til dette. Til å beskrive kostnadsutviklingen forsøker jeg å estimere læringskurver for LNG anlegg, en sammenheng mellom spesifikke investeringskostnader og kumulativ installert produksjonskapasitet globalt.

Kostnadsdataene som er benyttet er totale prosjektkostnader for bygging av nye anlegg og evt. senere utvidelser av disse. Tallene er basert på opplysninger fra en rekke ulike kilder; bla. IEA, EIA, andre offentlige institusjoner, og en rekke tidsskrifter og nyhetstjenester. Kapasitetene for de enkelte anlegg er kjente størrelser oppgitt av bla. IEA.

Resultatene blir deretter drøftet mht. hva slags forløp man kan forvente ut i fra teori for læringskurver, og forsøkt forklart mht. teknologisk og markedsmessig utvikling for LNG transport.

Estimeringen av læringskurvene for LNG kjøleteknologien har vist at det har vært en signifikant kostnadsreduksjon for denne teknologien, og at dette forløpet lar seg uttrykke ved tradisjonelle læringskurver. Funnene tilsier en reduksjon på 53% per dobling av installert kapasitet for nye anlegg og 38% for utvidelser av eksisterende anlegg, som er de to hovedkategoriene i analysen. Resultatene indikerer også en betydelige kostnadsreduksjoner frem mot 2010. Kostnadsreduksjonen kan tilskrives flere forhold, både forhold knyttet til interne læringsprosesser i vid forstand, og eksterne forhold, blant annet knyttet til endringer i markedsforholdene.

Til slutt gjør jeg et kort forsøk på å lage projeksjoner for fremtidige totale leveringskostnader for LNG fra ulike produsenter levert Spania, basert på de forventede kostnadsreduksjonene og forutsetninger om hvordan disse påvirker de totale kostnadene.

Hovedkonklusjonene er at kostnadsreduksjonene kan endre kostnadsforholdet mellom rørtransport og LNG isolert sett, og kan dermed åpne for innpass i nye markeder. Sammen med andre fundamentale endringer i LNG markedet gjør dette at utviklingen ventes å gå i retning av større integrasjon av Stillehavsmarkedet og Atlanterhavsmarkedet, bla. ved utviklingen av et LNG spotmarked.

Det virker dermed rimelig at det gjensidige samspillet mellom omstillingene i LNG markedet, teknologisk utvikling og utviklingen av energimarkedene generelt bidrar til en globalisering av gassmarkedet, der gassprisene på lengre sikt konvergerer mot en verdensmarkedspris. For Europa skulle dette øke tilgangen på gass gjennom flere nye aktører, samtidig som prisene vil bestemmes av flere faktorer enn tidligere, og dermed representere en større usikkerhet.

Oppgaven er skrevet som et studentengasjement i Forskningsavdelingen, gruppe for petroleum og miljø, Statistisk sentralbyrå. Knut Einar Rosendahl har vært veileder. MS Excel 2000 er brukt til de statistiske utregningene.

2. Naturgass som energikilde

Naturgass er ventet å være den raskest voksende komponenten av totalt energikonsum i verden frem mot 2020. Energy Information Agency (EIA) anslår i sin International Energy Outlook 2002 en nær dobling av gasskonsumet fra 2,38 bill. m³ i 1999 til ca. 4,59 bill. m³ i 2020. Den største veksten er forventet i utviklingslandene med en gjennomsnittlig årlig vekst på 5,3%, sammenlignet med 2,4% for industrialiserte land og 3,2% globalt. De største regionale endringene er ventet i Asia og Nord-Amerika, og de laveste vekstanslagene er for Afrika og Midtøsten. Den gjennomsnittlige årlige veksten i globalt gasskonsum gjennom 1990-årene var på 1,4%. Tilsvarende prediksjoner for EU området er gjort i et studie av OME for EU Kommisjonen, der anslår man en årlig vekst i EU-15 på 2,1% til ca. 600 mrd m³ og i EU-30 på 4,2%, totalt ca. 780 mrd m³.

2.1. Etterspørsel

Naturgass i den form som utvinnes direkte fra feltene kalles *rikgass*, og denne består igjen av en blanding av våtgass og tørrgass. Våtgass, som for det meste består av metan, er gjerne det produktet som transporteres direkte videre, særlig for energiformål. Tørrgassen består først og fremst av etan, butan, propan og nafta (NGL), og foredles som regel før videresalg.

2.1.1. Anvendelser av gass

Naturgassens anvendelse kan i hovedsak deles inn i tre kategorier (NOU 2002:7, IEA, 2001);

- Energiformål
- Transportformål
- Industriell bruk

Gass kan direkte eller indirekte brukes til alle energiformål. Den kan enten brennes for produksjon av damp eller varmt vann, eller for direkte oppvarming. Gass kan også benyttes til å drive motorer, turbiner og brenselceller. Videre kan den konverteres til alle andre høyverdige energibærere, og på basis av gass kan man produsere hydrogen, elektrisitet og tradisjonelle oljeprodukter.

Etter hvert er gass foretrukket i elektrisitetsproduksjon som erstatning for kull og olje. Dette skyldes bla. den teknologiske utviklingen av kombinerte kraftverk (Combined Cycle Gas Turbines - CCGT) og kraftvarmeverk (CHP) som gir mer kostnadseffektiv produksjon av elektrisitet og varme. OME studiet nevnt over beregner en økning i andelen gass som brukes til kraftproduksjon i EU-30 fra 26% i 1999 til 41% i 2020. Etterspørselen etter elektrisk kraft er dermed en viktig komponent i etterspørselen etter gass.

Naturgass er godt egnet som motordrivstoff, og er mer miljøvennlig enn bensin og diesel. I transport brukes gass i komprimerte former (CNG/LNG) til drivstoff i båter og biler/busser. Gass kan også brukes i transport gjennom mer foredelte produkter som metanol dimetyleter (DME) og hydrogen.

Naturgass brukes også som råstoff i produksjonen av en rekke produkter. Særlig våtgassen er verdifull i raffinering og petrokjemisk industri, og kan brukes til produksjon av metanol, ammoniakk, syntetisk olje og hydrogen. Naturgass kan også brukes til fôr- og matvareproduksjon gjennom å være råstoff i framstillingen av bioproteiner.

2.1.2. Gass og andre energikilder

Den kjemiske komposisjonen av naturgass er slik at forbrenningen av den gir lavere utslipp av klimagasser enn andre fossile energibærere, og gjør dermed gass til et mer miljøvennlig alternativ. Miljøvirkningen er størst der gass erstatter kull, men er også stor ved erstatning i ulike industrielle prosesser. For eksempel halveres CO₂ nivået per kWh ved overgang fra kull til gass i kraftproduksjon.

Klima- og miljøhensyn har generelt betydning for hvor raskt behovet for naturgass vokser. I Europa vil økt produksjon av elektrisitet i gasskraftverk isolert sett kunne bidra til å oppfylle målsettingene i Kyoto-protokollen fra 1997. Forventningene om et strengt regime for utslipp av klimagasser er en helt sentral drivkraft for økt etterspørselen etter naturgass (NOU 2002:7, EU, 2000a).

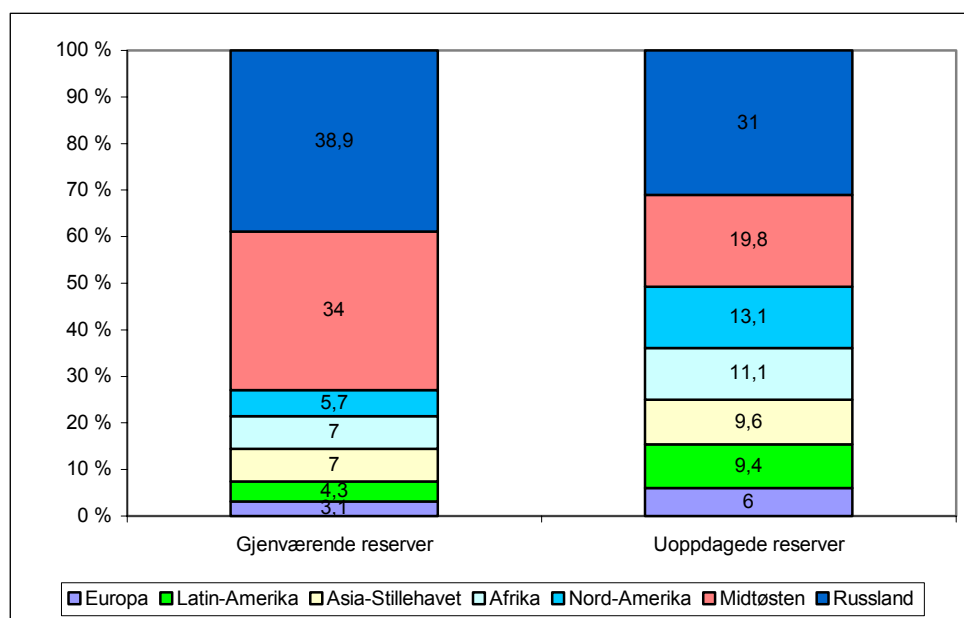
Videre kan forhold som forsyningssikkerhet og diversifisering i forhold til andre energikilder være viktige hensyn. Deregulering av elektrisitets- og gassmarkeder og generell økonomisk vekst er andre årsaker til veksten i etterspørselen. Det bør også nevnes at i mange land eies

gasselskapene helt eller delvis av myndighetene og at de dermed kan benyttes som politisk virkemiddel. Det er store inntekter knyttet til produksjon av gass, og mange stater arbeider for å utvide markedene sine.

2.2. Tilbud og reserver

Det er rikelig med gassreserver i verden. International Energy Agency (IEA) anslår disse til å være ca. 164 billioner m³ (tm³), noe som omtrent tilsvarer verdens påviste oljeressurser i energiekvivalens. Riktignok er de påviste gassfeltene i verden jevnere fordelt geografisk enn oljefeltene, men også her er de største forekomstene lokalisert til relativt få områder, der Russland og Iran har kontroll over de største reservene. De alene står for i underkant av halvparten av verdens gassreserver. Ca. 72% er lokalisert til det tidligere Sovjetunionen og Midtøsten. Estimer for gassreserver øker i gjennomsnitt med 1% årlig.

Figur 1 - Verdens gassreserver fordelt på regioner



Kilde: IEA 2001

USGS¹ anslår uoppdagede ressurser i 2000 til å være 147 bill. m³, der 75% er rene gassfelter. Mesteparten av denne gassen er lokalisert til Det vestsibirske basseng, Barents- og

¹ U.S. Geological Survey

Karahavssokkelen i Russland, Midtøsten og Norskehavet. Kun i overkant av 10% av gassressursene er utnyttet hittil, tilsvarende for verdens oljeressurser er 25%.

Til tross for høy etterspørsel etter gass anses R/P^2 ratene fortsatt for å være høye.

2.3. Det europeiske gassmarkedet

2.3.1. Bakgrunn

Bruken av naturgass i Europa var svært begrenset inntil utnyttelsen av Groningen-feltet i Nederland startet tidlig i 1960-årene. Det nordamerikanske var til sammenligning godt utbygget på femtitallet. Storbritannia importerte gass som LNG fra USA og deretter Algerie før det ble funnet og utvinnet gass fra egen sokkel i 1965. Etter hvert ble gass tilgjengelig på kontinentet gjennom rørledninger fra Sovjetunionen, Norge og Algerie. Sovjet begynte eksport til Vest-Europa i 1973-74, det norske Frigg-feltet ble funnet i 1972, og fra Algerie ble det bygget rørledninger over Middelhavet for å supplere LNG eksporten fra midten av 1960-årene. Det er disse landene som er de største eksportørene av gass til Europa i dag.

Siden bruk av gass krever omfattende infrastruktur har det vært til dels betydelige omstillingskostnader forbundet med å utvikle gass som energialternativ. Behovet for store irreversible kapitalinvesteringer har lagt grunnlaget for dannelsen av formelle og naturlige monopoler i flere ledd av transportkjeden og et system av langsiktige take-or-pay kontrakter (TOP)³. Selskapene har som regel vært under statlig eierskap og med kontroll over distribusjonen innen geografiske områder. Dette har gitt et svært segmentert marked, der store selskaper har hatt kontroll både med innenlandsk distribusjon og fungert som monopsonister overfor utenlandske produsenter.

² R/P er forholdet mellom reserver og produksjon

³ TOP-klausuler innebærer at kjøperne av gass må betale for (en del av) kontraktert volum selv om man skulle mislykkes i å videreselge gassen. Kontraktene har normalt en løpetid på 20 år.

I tillegg har nasjonale politiske målsetninger om bruk og beskyttelse av egne ressurser og investeringer i andre energikilder, som kull i Tyskland og kjernekraft i Frankrike, vært med på å bremse utviklingen av et mer velfungerende europeisk gassmarked (Bjerkholt et al, 1990).

2.3.2. Institusjonelle endringer

EU har gjennom politiske vedtak ønsket å forsterke en utvikling der markedet gjennom økt konkurranse krever større fleksibilitet og kontakt mellom aktørene. Dette kan sies å være en naturlig forlengelse av EUs politiske mål om etableringen av et felles marked for alle varer og tjenester, uttrykt i Enhetsakten (The Single Act) fra 1986 og etableringen av det indre marked gjennom Maastricht-traktaten i 1993, (Austvik, 2001). Konflikten mellom EUs uttalte politikk på området og innenrikspolitiske hensyn i tunge medlemsland har imidlertid gjort liberaliseringen tidkrevende og forhandlingsbasert. Så tidlig som 1988 la Kommisjonen til grunn at det europeiske gassmarkedet fungerte i strid med prinsippene i Det indre marked (EU, 1988), og først i august 2001 ble det mye omtalte Gassdirektivet fra 1997 implementert.

Direktivet medfører innføring av tredjeparts adgang (TPA)⁴ til nasjonale og internasjonale transmisjonslinjer, slik at alle aktører skal ha tilgang til nettverket av rørledninger for salg til sluttbruker uavhengig av hvem som eier rørledningen. Dette er ment å føre til økt gass-til-gass konkurranse mellom ulike aktører.

Gjennom dette ønsker Kommisjonen bla. å bidra til redusere prisnivået på gass og dermed bedre europeisk energiintensiv industris konkurranseevne, utjevne regionale prisforskjeller, bedre leveringssikkerheten og å øke det kommersielle presset på produsentsiden (EU, 2000b).

Sett fra produsentenes side vil disse endringene kunne stimulere til økt konkurranse. Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998) viser at hvis tilbudssiden er preget av Cournot-konkurranse vil fri konkurranse på etterspørselssiden skape incentiver til splitting av produksjonen i et uendelig antall enheter.

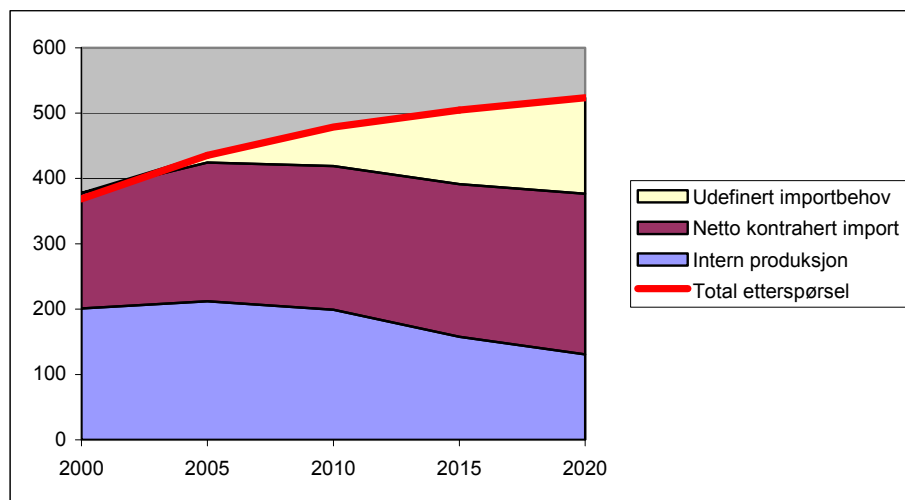
⁴ Third Party Access

En liberalisering av gassmarkedet vil også gi større muligheter for andre gassprodusenter å etablere seg. Dette gjelder særlig produsenter i Midtøsten, Sentral-Asia rundt Kaspiahavet og i flere afrikanske land (Sagen, 2001).

2.3.3. Et voksende importbehov

Den forventede veksten i gasskonsumet nevnt over sammen med redusert egenproduksjon gjør EU ytterligere importavhengig over de neste 20 årene. I tillegg utvides EU med opptil 15 nye medlemsstater i løpet av få år. EU dekker i dag 40% av gasskonsumet gjennom import. OME (2001) er et av flere studier som anslår at import vil dekke ca. 2/3 av konsumet i EU-15 i 2020. Dette vil kreve import fra nye områder i tillegg til de eksisterende, bla. fra landene nevnt i forrige avsnitt. Dette vil kunne innebære økte transportkostnader pga. økt avstand og sannsynligvis økte produksjonskostnader fordi utvinningsområdene er vanskeligere tilgjengelig.

Figur 2 - Estimert tilbud og etterspørsel av naturgass i EU 15 for 2000-2020, mrd m³



Kilde: Eurogas, 2001

3. Gasstransport

3.1. LNG eller rørtransport?

Gass kan transporteres på flere måter, men i store volum kan den i hovedsak enten bli transportert via rørledning eller som LNG i store tankskip. Begge transportformene er svært kapitalintensive og krever utnyttelse av skalaeffekter. Dette har igjen ført til at produksjon som innebærer transport over betydelige avstander har vært avhengig av store og kapitalsterke markeder, samt store reserver for å være økonomisk forsvarlige.

Ifølge IEAs World Energy Outlook 2001 utgjør kapitalkostnader minst 90% av kostnadene for rørledninger, der diameter, driftstrykk, avstand og terreng er de viktigste faktorene. Andre forhold kan være klima, arbeidskostnader, konkurranseforhold mellom entreprenører, sikkerhetskrav, befolkningstetthet og landkostnader som alle kan bidra til store regionale forskjeller i konstruksjonskostnadene.

Når det gjelder LNG transport innebærer dette en treleddet kjede; nedkjøling av gassen til væskeform (kondensering), skipstransport og importterminaler for regassifisering.

Kondenseringen skjer i store nedkjølingsanlegg, LNG anlegg, som igjen gjerne består av ett eller to *tog* der selve nedkjølingen foregår. Selve prosessen er nærmere beskrevet nedenfor. Et nytt anlegg med ett tog har en gjennomsnittlig kostnad i dag på ca. USD 1 mrd. (IEA 2001) og kan produsere mellom 3,0- 4,0 millioner tonn per år⁵. Som ved rørkonstruksjoner er det naturlig at kostnadene varierer med geografisk beliggenhet. Driftskostnader utgjør normalt mindre enn 5% av totale årlige kapitalutgifter, der drivstoffkostnader og arbeidskraftkostnader er de viktigste komponentene.

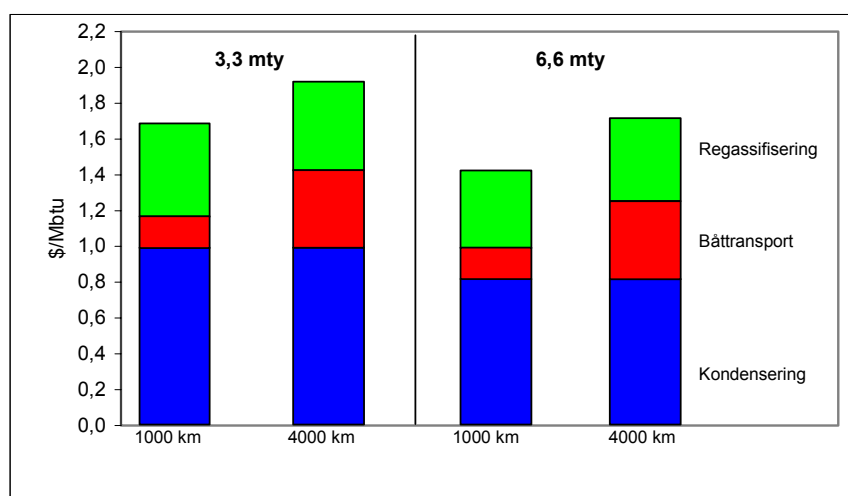
Transportkostnadene er hovedsakelig en funksjon av avstanden mellom produksjonsanlegget og importterminalen, samt skipets lastekapasitet. De største LNG skipene har i dag en lastekapasitet på 135.000-140.000m³ og en totalkostnad på omtrent USD 170 mill. Skipene benytter såkalt *boil off* fra den transporterte gassen som drivstoff, ca. 0,15 -0,20% av total last per 1000 km. Vedlikeholdskostnadene utgjør 3-4% av totalkostnaden.

⁵ Millioner tonn per år og milliarder kubikkmeter erstattes nedenfor av henholdsvis *mt*y (million tonnes per year) og *bcm* (billion cubic meters) fordi dette er de mest benyttede internasjonale betegnelse.

Importterminalen består i hovedsak av havneanlegg, prosessanlegg for å omforme væske til gass, og store lagringstanker. Konstruksjonskostnadene avhenger av prosesskapasitet, kostnader mht. lokalisering, arbeidskraftskostnader og lagringskapasitet.

Figur 3 illustrerer hvordan kostnadene i hovedsak varierer med kapasiteten gitt ved antall tog, og avstanden til markedet. Her er total transportkostnad dekomponert for to avstander og for to anlegg med ulik kapasitet basert på representative estimer for kapital- og driftskostnader. For et standard anlegg med to tog og kapasitet på 6,6 mty og en transportavstand på 4000 km, utgjør kondenseringskostnadene omtrent 50% av totalkostnadene, transport og regassifisering 25% hver. Enhetskostnadene for et anlegg med to tog er typisk ca. 20% lavere enn for anlegg med ett tog. Markedsmessige forhold kan imidlertid gjøre investeringer i bare ett tog fordelaktig.

Figur 3 - Dekomponering av diskonterte LNG kostnader



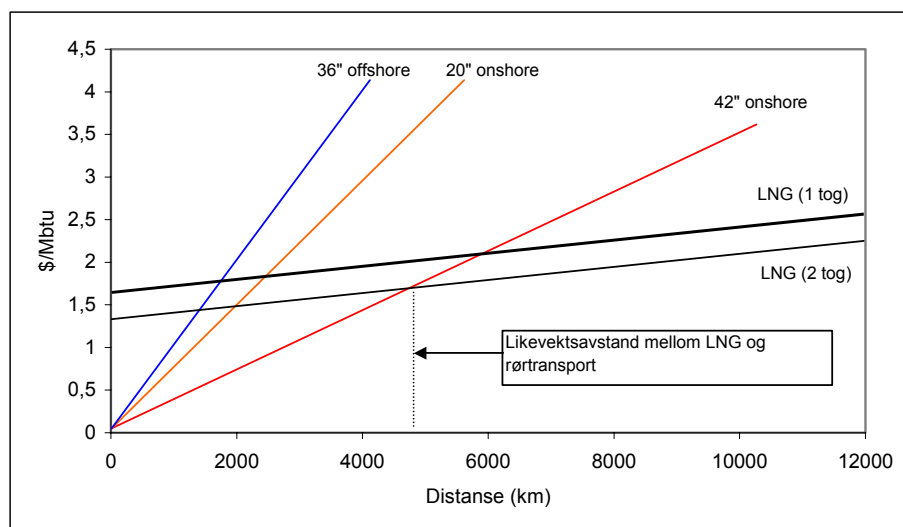
Det er antatt 10% realrente ved beregning av nåverdi og 30 års levetid for prosjektene. Kapasitetene gjelder for kondenseringsprosessen. Enhetskostnadene er basert på ferdigtransportert gassvolum.

Kilde: Gjengitt fra IEA, 2000

Transportavstanden er den mest kritiske faktoren i bestemmelsen av den mest lønnsomme transportmetoden. Figur 4 sammenligner transportkostnader for rørledning og LNG mht. diameter, størrelse på LNG anlegg og avstand. For kortere avstander er rørledning normalt mer lønnsomt. LNG er konkurransedyktig over større avstander, siden totalkostnadene avhenger mindre av avstanden. Et anlegg med ett tog er lønnsomt i forhold til en 42" onshore

ledning ved avstander større enn ca. 4500 km. Det er likevel verd å nevne at den ene transportformen ikke utelukker den andre kun mht. avstand fordi de som regel også kan representere ulike produsenter, og sånn sett virke komplementære.

Figur 4 - Sammenligning av kostnader for LNG og rørtransport



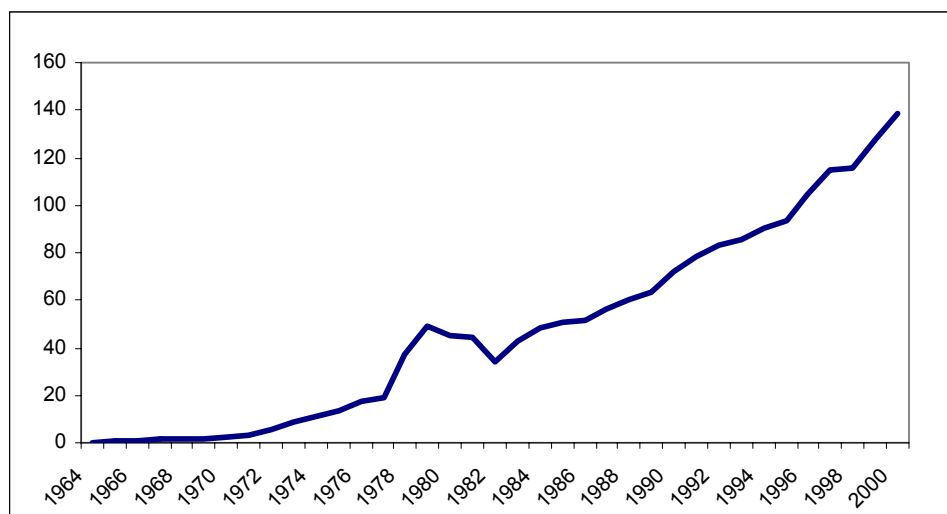
Kilde: Gjengitt fra IEA, 2000

Et siste forhold som kan påvirke kostnadene er kvaliteten på rågassen som tilføres anlegget. Er gassen rik på kondensater, andre kommersielle gasser, kan dette skilles ut som et biprodukt og selges separat, og dermed øke lønnsomheten av LNG produksjonen. En slik kondensat-kreditt gir rom for produksjon med høyere kostnader enn man ellers kunne hatt, og er dermed med på å forklare ulike kostnadsprofiler for ulike produsenter.

3.2. LNG-markedet

Naturgass står i dag for ca. en fjerdedel av totalt energikonsum. Av dette er ca. en ny fjerdedel av konsumert gass gjenstand for internasjonal handel, og av dette er igjen en fjerdedel LNG handel. (BP 2001). I løpet av 1990 årene har den globale LNG handelen nær doblet seg i volum. I 1990 var total eksport ca. 72 milliarder kubikkmeter (bcm) og i 2000 ble det eksportert 139 bcm, se Figur 5.

Figur 5 - Total LNG eksport 1964-2000, mrd m³



Kilde: IEA, Petroleum Economist

3.2.1. LNG produsenter

Til tross for at det første LNG anlegget ble bygget i USA allerede i 1941, begynte ikke storskala produksjon og handel før LNG anlegget i Algerie begynte produksjon for Europa i 1964. Algerie er i dag verdens nest største produsent av LNG. I 1971 fulgte Libya med eksport til Spania, slik sett var Europa det første store LNG markedet.

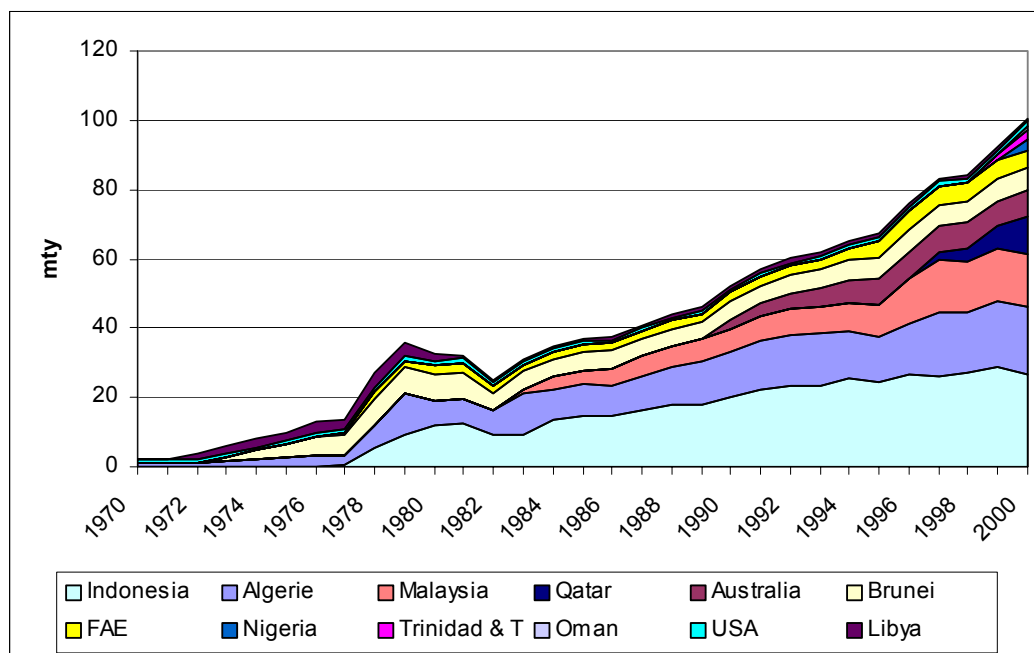
Men hovedgrunnlaget for dagens industri ble lagt ved Japans energibehov og mangel på egne ressurser. USA begynte eksport til Japan i 1969, og etter hvert ble store gassreserver i Stillehavs-Asia utviklet for LNG-eksport. Brunei startet eksport til Japan i 1973, og Indonesia fulgte i 1977 og ble raskt den dominerende produsenten i verden, noe den fortsatt er. Malaysia er dagens tredje største produsent og startet sin produksjon i 1983, også for eksport til Japan. LNG blir i dag eksportert fra 12 land, og enkelte land har flere produksjonssteder.

1999-2000 blir av mange regnet som et vendepunkt i markedet. Produksjonskapasiteten økte med 25%, og nye markante reduksjoner i kostnadsnivået ble oppnådd i de nye prosjektene i Trinidad og Oman. I de nærmeste årene er det ventet nye produsenter i Egypt, Venezuela, Angola og Norge i tillegg til nye prosjekter i land som allerede er produsenter, se tabell 2.

Statseide selskaper dominerer foreløpig i eierskapet og kontrollerer størstedelen av LNG anleggene i verden. Det er kun i anleggene i USA og Australia at staten ikke har slike eierandeler, selv om sistnevnte støtter prosjektene tungt på andre måter.

Figur 6 viser produksjonsutviklingen for dagens produsenter fra 1970 til i dag, rangert etter størrelse på produksjonen.

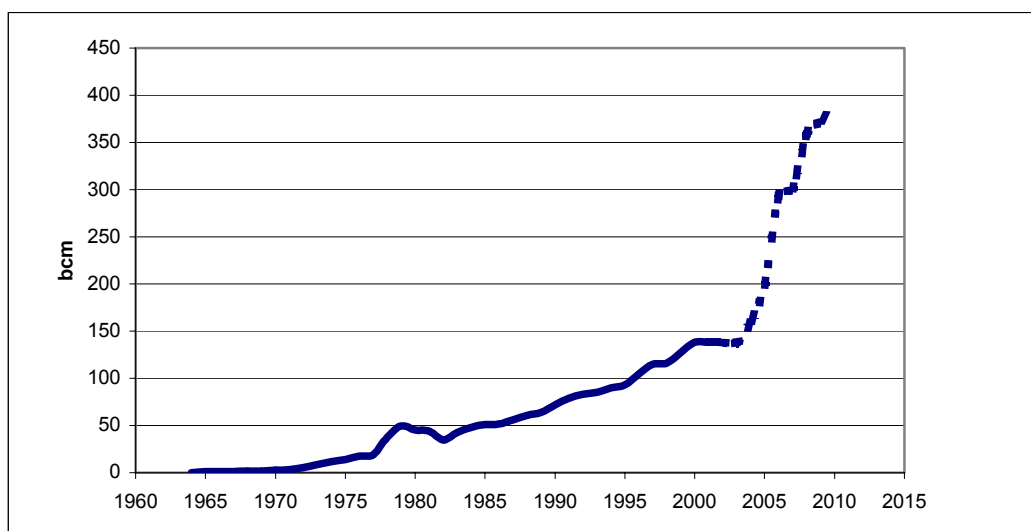
Figur 6 - LNG produksjonsutvikling



Kilde: IEA, Petroleum Economist

Figur 7 viser den årlige produksjonen av LNG hittil sammen med planlagt utbygd kapasitet fram mot 2010, basert på tabell ?. Det er naturlig nok usikkert hvorvidt alle prosjektene vil bli realisert, men figurene antyder likevel en markert endring i både total produksjon og produksjonsvekst. IEA anslår en årlig vekst på ca. 7% for de neste årene.

Figur 7 - Historisk LNG produksjon og planlagt utbygd kapasitet 1964 - 2010



Tabell 1 - LNG eksportprodusenter

<i>Land</i>	<i>Navn</i>	<i>Laarinaskapasitet</i>	<i>Kapasitet 10⁶ m³ 10⁶ tonn</i>	
Australia	Burrup (North West Shelf)	260	10,1	7,3
Abu Dhabi	Das Island 1	980	3,4	2,5
	Das Island 2		4,1	3,0
	Total	980	7,5	5,4
Algerie	Arzew GL4Z	71	1,5	1,1
	Arzew GL1Z	300	10,5	7,6
	Arzew GL2Z	300	11,3	8,2
	Skikda GL1K I	112	3,8	2,8
	Skikda GL1K II	196	4,1	3,0
	Total	979	31,2	22,6
Brunei	Lumut 1	180	8,9	6,5
Indonesia	Arun I	508	8,1	5,9
	Arun II	127	5,4	3,9
	Arun III		2,7	2,0
	Bontang I A & B	380	7,0	5,1
	Bontang II C & D	127	7,0	5,1
	Bontang III E		3,5	2,5
	Bontang F		3,5	2,5
	Bontang G		3,6	2,6
	Total	1142	40,8	29,6
Libya	Marsa El Brega	96	1,8	1,3
Malaysia	MLNG 1	260	10,1	7,3
	MLNG 2	65	11,3	8,2
	Total	325	21,4	15,5
Nigeria	Bonny Island	-	7,8	5,7
Qatar	Ras Laffan	340	9,1	6,6
Trinidad	Atlantic LNG	-	4,1	3,0
USA	Kenai (Alaska)	108	1,8	1,3
Totalt		4410	144,5	104,8

Kilde: IEA (2001)

Tabell 2 - Planlagt utbygd LNG produksjonskapasitet

Navn	Kapasitet (mty)	Planlagt oppstart
Abu Dhabi	2,0-3,8	2010+
Alaska LNG	7,7	2010
Angola	4,3	2005-06
Australia - Gorgon	8,0	2005-06
Australia - Greater Sunrise	4,8	2005-06
Australia - North West Shelf	4,2	2004-05
Bolivia	7,7	2006
Brunei	3,0-4,0	2008
Egypt BG	3,0	2004
Egypt BP	7,7	2006
Egypt Shell	4,0	2004
Egypt Union Fenosa	3,0	2005
Equatorial Guinea	4,0	2008
Indonesia Tangguh	8,0	2005-06
Iran BP	10,0	2008-09
Iran Shell	7,0-8,0	-
Iran TotalFinaElf	7,0-8,0	-
Nigeria Bonny 3	3,0	2005
Nigeria Bonny 4/5	8,5	2007-08
Nigeria II	4,7	2007-08
Nigeria III	5,0	2008
Norge Snøhvit	4,0	2006
Oman	3,3	2004-05
Peru - Camisea	4,3	2005-06
Qatar - Qatargas	3,1-4,0	2004
Qatar - RasGas	5,0	2004
Russland Sakhalin II	9,6	2006+
Timor Sea - Bayu Undan	5,8	2005-06
Trinidad 2/3	6,0	2004-05
Trinidad 4	5,5	2006-07
Venezuela Jose	2,0	2005
Venezuela Paria	4,3	2006
Yemen	6,2	2004-05
Totalt	175,7 - 181,4	
Atlanterhavet	72,7	
Stillehavet	62,7 – 63,7	
Midtøsten	40,3 – 45,0	

3.2.2. Importører

Stillehavs-Asia, eller Stillehavsmarkedet, står for ca 70% av verdens LNG etterspørsel. Japanske kraft og gasselskaper står for tre fjerdedeler av dette, og Japan er verdens klart største importør av LNG. Mesteparten av Japans gasskonsum er gjennom LNG, og som tabell 1 viser blir dette først og fremst dekket av import fra Indonesia og Malaysia, men også fra Australia, Brunei og Midtøsten. Japans sentrale posisjon i markedet, både gjennom importert volum og gjennom japanske selskapers finansiering av industrien, har bidratt til at japanske aktører til nå har fungert som prissettere i sør-østasiatiske markedet. Nye aktører uten bindinger til Japan ventes å redusere denne innflytelsen.

Sør-Korea er nest største importør av LNG, der nær alt gasskonsum er LNG. Sør-Korea begynte import av LNG for ca 15 år siden som et mer miljøvennlig alternativ i kraftproduksjonen. Gass blir nå både brukt som primærkilde og til kraftproduksjon, og det er forventet en fortsatt kraftig vekst i LNG-importen.

Nye aktører på markedet med stort potensial er India, Kina og Thailand men behovet for infrastruktur er naturlig nok stort i lang tid fremover.

Til tross for fortsatt stor vekst i etterspørselen er det ventet at tilbudet vil være mer enn tilstrekkelig i de nærmeste årene. Nye prosjekter i Midtøsten har gitt en økning på 20 mty til Stillehavet de siste årene, og nye prosjekter i Australia, Indonesia, Yemen og Qatar gir en vekst på 30 mty. Atlanterhavsmarkedet har etter mange år uten aktivitet igjen blitt viktig. Nye prosjekter i Trinidad-Tobago og Nigeria, samt utvidelser i Algerie har økt tilbudet de siste fem årene. Utvidelser av kapasiteten er allerede i gang i de førstnevnte, i tillegg er nye anlegg planlagt og under bygging i Venezuela, Angola, Egypt og Norge.

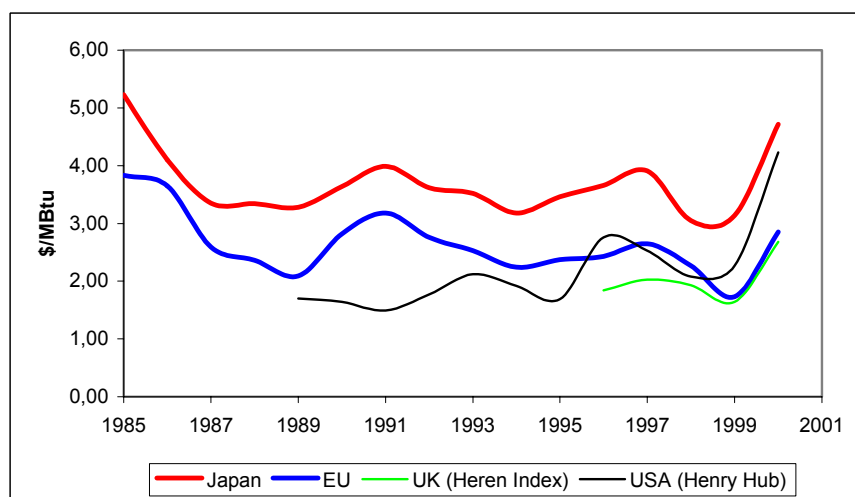
Tabell 3 - Handelsbevegelser LNG 2000

millioner m³

Til \ Fra	USA	Trinidad Tobago	Oman	Qatar	FAE	Algerie	Libya	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Uspesifisert	Total import
Nord Amerika														
USA	-	2 802	-	1 304	77	1 252	-	358	168	-	78	-	-	6 039
Europa														
Belgia	-	-	-	-	-	4 605	-	-	-	-	-	-	-	4 605
Frankrike	-	-	-	-	-	10 339	-	-	-	-	-	-	-	10 339
Hellas	-	-	-	-	-	507	-	-	-	-	-	-	-	507
Italia	-	-	-	-	-	2 812	-	2 202	-	-	-	-	-	5 014
Spania	-	834	-	118	137	3 955	775	1 684	-	-	-	-	66	7 569
Tyrkia	-	-	-	568	-	3 380	-	-	-	-	-	-	-	3 948
Asia Stillehavet														
Japan	1 716	-	-	8 250	6 530	-	-	-	10 179	7 996	25 091	15 253	-	75 015
Sør Korea	-	-	2 080	4 267	317	-	-	-	70	1 044	7 997	3 180	80	19 035
Taiwan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 844	2 609	-	6 453
Total eksport	1 716	3 636	2 080	14 507	7 061	26 850	775	4 244	10 417	9 040	37 010	21 042	146	138524

Kilde: IEA (2001)

Figur 8 - Gjennomsnittlige LNG priser



Kilde: BP (2001)

Veksten i USAs etterspørsel driver mye av veksten i markedet. USA har også et stort potensial for utvidelser av importkapasiteten. Størrelsen på det amerikanske markedet tilsier at det kan absorbere nesten enhver tilbudsvekst så lenge den er konkurransedyktig på pris. Et permanent underskudd på gass kan gi stabilt høye priser og dermed være et attraktivt marked for LNG produsenter i årene fremover.

I Europa er de største importørene Frankrike og Spania, som begge importerer mer enn USA i dag. Spanias og Portugals beliggenhet har gjort det mer naturlig å importere LNG, enn andre europeiske land, og landene utvider importkapasiteten til det dobbelte før 2005.

3.3. Mot et globalt gassmarked?

I de siste årene har man sett at strukturen i LNG markedet er blitt utfordret. Særlig har dette komme til syne gjennom den økende betydningen av et spotmarked for LNG. Som nevnt har transaksjonene i markedet vært preget av at kontraktene har vært rigide og inneholdt mekanismer som "take or pay" for kjøpersiden og "deliver or pay" for selger, noe som gjenspeiler finansieringsbehovet og den sterke vektleggingen av forsyningssikkerhet. Det har likevel i mange år vært tilgjengelig LNG for kortsiktige transaksjoner, selv om det ikke har eksistert noe som kan kalles et spotmarked. Overdimensjonerte anlegg har gjerne hatt ekstra kapasitet tilgjengelig når de kontraktmessige leveransene er oppfylt, og dette har kunnet blitt omsatt til lave kostnader.

Flere forhold har endret dette bildet og kommer sannsynligvis til påvirke den videre utviklingen. For importlandene har deregulering og økt konkurranse i nasjonale gass- og elektrisitetsmarkeder gjort langsiktige vurderinger av etterspørsel vanskeligere, og gitt et økt prispress. Det blir dermed knyttet mer risiko ved å inngå de tradisjonelle, langsiktige kontraktene, og nye prismodeller tvinger seg fram. Tusiani (2001) hevder at med denne utviklingen vil for det første importører ikke lenger ha insentiver til å låse fremtidig tilbud til dagens priser, når man nå ser en trend med fallende kostnader. Fleksibilitet vil være sentralt, derfor vil kontraktene være kortere og ikke nødvendigvis dekke hele produksjonskapasiteten for nye anlegg. For det andre vil nye produsenter være villige til produksjonsstart uten å ha solgt hele kapasiteten. Dermed vil kapasiteten av usolgt LNG kunne øke, og behovet for et velfungerende spotmarked øke tilsvarende.

En katalysator for denne utviklingen kan sies å være økonomiske krisen i Asia på slutten av nittitallet. Dette førte til en reduksjon i etterspørselen fra store importører som Japan, Sør-Korea og Taiwan, og kom samtidig med en økning i ny produksjonskapasitet i Midtøsten,

Australia, Nigeria og Trinidad. På samme tid opplevde USA og Europa en sterk vekst i etterspørselen etter gass, og overskuddstilbudet av LNG kunne dermed avsettes i disse markedene. Importører i Asia har tradisjonelt vært opptatt av forsyningssikkerhet, i mangel av alternative energikilder, mens Europa og spesielt USA har mer tradisjon for markedsløsninger. Dette har gjort at prisingen i USA nå er knyttet til New York Mercantile Exchange (NYMEX) gasspriser, i stedet for den typiske indeksering mot olje. Det nye, voksende atlantehavsmarkedet utviklet seg dermed raskt mot et mer effektivt marked, til forskjell fra stillehavsmarkedet. Bevegelsen av LNG-tyngdepunktet vestover mot Atlanterhavet og USAs voksende rolle i LNG markedet kan dermed få stor betydning ved å sette nye standarder for prissettingen. Det ventet at LNG prisene i økende grad også knytter seg til Henry Hub gassprisen. I den forbindelse er utviklingen av gassmarkedet i EU viktig, der tredjeparts adgang til knutepunkter som Zeebrugge i Belgia, og en eventuell gassbørs her, vil kunne være av stor betydning for tilbudet av LNG til EU-landene.

Videre er det et spørsmål om i hvilken grad de to markedene vil konvergere og om vi dermed vil se et globalt gassmarked, på linje med oljemarkedet. Shook og Jaffe (2001) hevder at markedene i øst og vest vil ligne hverandre over tid. Japanske kunder krever nå større fleksibilitet i kontraktene med produsentene, mens det i USA er tendenser i markedene til inngåelse av lengre kontrakter i stedet for å kun baser seg på kortsiktige kjøp. Det kan derfor gå mot en utvikling i begge markeder til en form for porteføljestrategi der kjøpere tilpasser en sammensetning av produksjonstilbud og transport til egne preferanser.

Et element i denne utviklingen er hvordan produsenter i Midtøsten tilpasser seg mellom de to markedene. Man kan se for seg at med et forventet overskuddstilbud i begge markeder vil Midtøsten fungere som en svingprodusent, med rimelig avstand til begge områder. Australia tegner også kontrakter i begge markeder. Desto større bevegelse mellom markedene gjennom disse aktørene, desto mer sannsynlig er det at markedsprisene vil konvergere på sikt. LNG er i dag høyere priset i Stillehavet enn Atlanterhavet.

Shook og Jaffe (2001) mener at likheten med den tidlige utviklingen av oljemarkedet er slående og at utviklingen derfor kan gå like langt. Et spotmarked utviklet seg i 1970 årene for å tjene marginale nisjemarkeder. Råolje ble solgt omsatt til fastprisete langtidskontrakter så sent som i begynnelsen av 1980 tallet. I 1984 ble det åpnet for å råoljekontrakter på Nymex

børsen noe som førte til økt synlighet og ble en indikator for markedsutviklingen. Et overskuddstilbud og økt pristransparens skapte et press som førte til at systemet av langtidskontraktene ble opphevet i 1985, og spottransaksjoner ble den dominerende handelsformen. Det utviklet seg etter hvert et globalt prissystem til tross for at den relative kvaliteten på råolje varierer mye med feltene de er utvinnet fra.

Det tok under ti år før råoljemarkedet hadde endret seg til et likvid, pristrasparent globalt marked. Flere ting tyder nå på at LNG markedet står foran samme strukturelle endringer som oljemarkedet gjorde. Med et forventet økende tilbudsoverskudd (Thomas, 2000) og allerede eksisterende terminmarkeder for gass i USA og Storbritannia ligger forholdene tilsvarende godt til rette. Et økende antall aktører i markedet, i tillegg til at de store oljeselskapene har erfaring fra oljemarkedet vil kunne bidra ytterligere.

Etter hvert som de langsiktige avtalene opphører, blir de ofte erstattet av en ny generasjon med mer kortsiktige kontrakter. De eldste og største produsentene har et annet finansielt spillerom etter mange års produksjon, og risikovurderingen mht. avsetning i markedene er annerledes når markedene er større.

Utviklingen av et spotmarked ser imidlertid ut til å bli foreløpig begrenset av manglende transportkapasitet, dvs. det er for få skip tilgjengelig i de nærmeste årene. Fordi disse skipene er svært kostbare å produsere har de normalt blitt bygget i sammenheng med langsiktige kontrakter, under samme logikk som LNG-anleggene. Skipene har slik sett vært en integrert del av produksjonen og leveransen av LNG, og ikke fungert som et selvstendig kommersielt element. I de nye markedene som utvikler seg, vil skipstransporten få en viktigere og mer strategisk posisjon ved at det vil være en knapphet på skip. Når en del av kontraktene blir kortere faller den gamle finansieringsmodellen bort, og det kan utvikle seg et eget marked for spot-shipping, der skipene f.eks. eies av en tredjepart. De første tegnene på en slik utvikling er at oljeselskapene eller andre store aktører går til innkjøp av "spekulative" skip, skip uten tilknytning til anlegg eller kontrakter. BP var først selskap ute med en slik ordre i 2000, andre har fulgt etter senere, bla. norske Bergesen. I tillegg har knappheten på skip gjort "swaps" mer interessant, for å effektivisere skipsbruken. Dvs. at for å unngå at skip f.eks. krysser Atlanterhavet i hver sin retning med LNG, bytter skipene destinasjoner til de som ligger nærmest, på sin side av Atlanterhavet.

Andre begrensende faktorer for utviklingen er behovet for utbygging av infrastruktur til importanlegg. Kostnadene er store for slike anlegg og kan være begrensende i seg selv, men i tillegg er det ofte vanskelig å finne en egnet beliggenhet, ofte pga. stor lokal motstand. Dette har bla. gjort det aktuelt å satse på utvikling av teknologi for behandling av gassen i skipene eller ved produksjonsfeltene, i tillegg til teknologi for lasting og lossing til sjøs. Det er derimot ikke ventet at slik teknologi vil kunne tas i bruk i løpet av dette tiåret.

Siden gass også må konkurrere med andre energikilder og markedsutviklingen tilsier en økt betydning av å være konkurransedyktig, øker industriens behov for å minimere kostnadsnivået på alle ledd i LNG kjeden. I neste kapittel vil det bli gjort et forsøk på å analysere kostnadsutviklingen for LNG anlegg til nå ved hjelp av læringskurver, og hvordan utviklingen kan forventes å bli de nærmeste årene.

3.4. Nærmere om kjøleteknologi

Formålet med å omforme naturgass til væskeform ved kraftig nedkjøling er å muliggjøre transport fra produksjonsområdene til fjerntliggende markeder i spesialbygde tankskip. I væskeform er volumet av gassen redusert til 1/600 i forhold til ved normalt trykk og temperatur. Denne prosessen er svært energiintensiv og har derfor normalt blitt valgt når transport gjennom rørledning ikke har vært mulig. Dette kan skyldes kostnader knyttet til geografisk avstand og topografi eller politiske forhold som gjør transitt vanskelig.

(BP LNG Tech.)

Det er i dag tre kommersielle teknologier for produksjon av LNG; *Single Mixed-Refrigerant Process (SMR)*, *Propane Pre-Cooled Mixed-Refrigerant Process (PPMR/C3-MR)* og *kaskadeprosess*. Alle prosessene er basert på samme hovedprinsipp - gassen kjøles ned ved normalt trykk til ca. -161°C hvor gassen går over i væskeform. Det er i selve kjøleprosessen at teknologiene varierer.

I hver av de tre prosessene passerer den våte naturgassen først gjennom en forbehandlingsenhet, der bla. karbondioksid, hydrogensulfid, kvikksølv og vann blir fjernet. Den behandlede tørre gassen blir deretter midlertidig nedkjølt til ca. -35°C for å separere de tunge hydrogenkomponentene fra gassen gjennom kondensering. Den gjenværende gassen,

hovedsakelig metan og etan, blir så sendt til kjøleenheten hvor den blir nedkjølt til -161°C før lagring.

De tidligere utskilte hydrokarbonene kan enten transporteres videre som råprodukter/kondensater, eller behandles videre gjennom raffinering til sluttprodukter som propan og butan.

Rent teknisk foregår kjøleprosessen ved at man reduserer trykket til kjølemediet, som igjen kjøler gassen, ved å la det passere gjennom en enveisventil. Dette trykkfallet fører til et temperaturfall (Joule-Thompson effekten). Store gassturbiner driver gassen i gjennom systemet, og det er i hovedsak disse som utgjør anleggets energibehov og som igjen står for produksjon av CO_2 .

De tre viktigste elementene i kjøleprosessen er dermed behovet for kompresjon i kjølesyklusen, energien for å drive denne syklusen og kuldemediene (Main Cryogenic Heat Exchangers, MCHE) for å kjøle naturgassen. Utviklingen gjennom de siste 30 årene har hovedsakelig konsentrert seg om å forbedre teknologien på disse områdene (Oil & Gas Journal 16.07.2001).

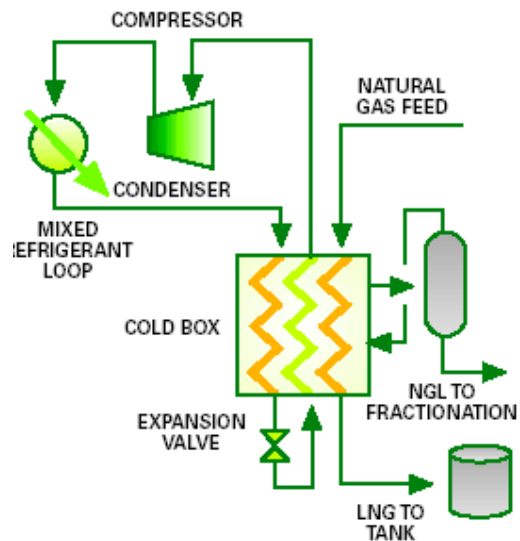
De ulike teknologiene er patentert av tre ulike selskap; SMR av Black and Veatch Pritchard, PPMR/C3-MR av Air Products and Chemicals Inc. (APCI) og kaskadeprosessen av Phillips. Av disse var kaskadeteknologien den første i bruk, ved CAMEL anlegget i Algerie i 1964, men da konstruert av franske Technip-Air Liquide. En videreutviklet Phillips-versjon av denne teknologien ble også benyttet ved Kenai anlegget i Alaska. Dette var det første til å forsyne Stillehavsområdet da det startet LNG produksjonen i 1969 og er fortsatt i drift. Teknologien er sist gang benyttet i Trinidad og Tobagos ALNG anlegg bygget i 1999.

SMR prosessen representerte neste generasjon teknologi da den ble benyttet i Marsa-el-Brega anlegget i Libya i 1970 (APCI) og Skikda i Algerie i 1972 og 1981 (Technip). Teknologien var mindre effektiv mht. produksjon, men var gunstig fordi den reduserte antallet kompressorer og kuldemedier og dermed kostnadene.

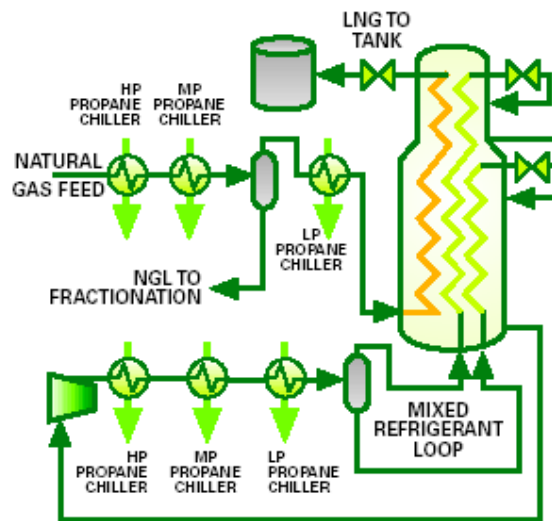
Den tredje typen, PPMR, ble første gang benyttet i Shells Brunei anlegg, BLNG, i 1972 og dette skulle senere vise seg å bli den dominerende teknologien, benyttet i alle nye anlegg frem til 1999.

Figur 9 - Hovedformer for kjøleprosesser

Process 1 – Single Mixed Refrigerant (SMR) Process



Process 2 – Propane Pre-Cooled Mixed Refrigerant (PPMR) Process



4. Teknologisk utvikling og læringskurver

4.1. Læringskurver

Empiriske studier har demonstrert at det er en korrelasjon mellom produksjonskostnader og kumulativ produksjon av et produkt. En formalisering av en slik sammenheng ble introdusert av T. P. Wright (1936) i en analyse av flyproduksjon ved hjelp av læringskurver. Smalt definert beskriver læringskurver sammenhengen mellom kumulativ produksjon og grenseproduktiviteten av arbeidskraft for et gitt produkt, hos en gitt produsent. Grunnlaget for teorien er hypotesen om at produksjonserfaring øker arbeidskraftens ferdigheter og kompetanse og dermed effektivitet, og at denne effektiviseringsgevinsten påløper proporsjonalt med kumulativ produksjon, *learning by doing*. Dette kan uttrykkes

$$(1) \quad k(q(t)) = a \cdot (q(t) / q(0))^{-b}$$

der $k(q(t))$ er enhetskostnad gitt kumulativ produksjon ved tiden t , a er kostnaden for en enhet ved

$t=0$, $q(0)$ er kumulativ produksjon ved $t=0$ og b er en læringsindeks.

Hvis den kumulative produksjonen normaliseres til én ved $t=0$ kan uttrykket reduseres til

$$(2) \quad k = a \cdot q(t)^{-b}$$

Læringen uttrykkes ved *progresjonsraten* (PR) som er den relative endringen i enhetskostnaden per dobling av kumulativ produksjon;

$$(3) \quad PR = \frac{k_2}{k_1} = \frac{a \cdot (2q(t))^{-b}}{a \cdot (q(t))^{-b}} = 2^{-b}$$

En PR verdi på 80% forteller dermed at kostnadene er redusert til 80% etter en dobling av kumulativ produksjon. Noen velger å uttrykke dette som $1 - 2^{-b}$, altså som en kostnadsreduksjon på 20%. Dette defineres da som *læringsraten*.

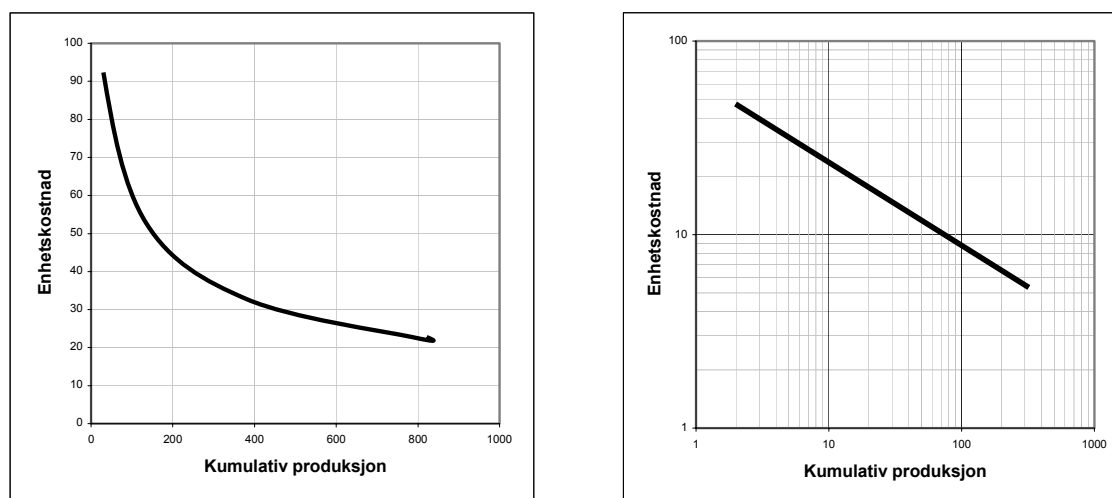
Den underliggende intuisjonen for en eksponentiell sammenheng er at det antas et avtakende utbytte av læring. Progresjonen er relativt rask i begynnelsen, men avtar med tiden (produksjonen) når potensialet for å forbedre arbeidskraftens produktivitet utnyttes, se figur 10. Ifølge Arrow (1962) er læring et produkt av erfaring, og at læring kun kan skje gjennom forsøk på problemløsning. Læring knyttet til repetisjon av samme type problemløsning er

dermed gjenstand for sterkt avtakende utbytte. Neij (1997) understreker at erfaring i seg selv ikke gir kostnadsreduksjoner, men heller gir *muligheter* for dette.

Det er også rimelig å anta at læringseffekter er et resultat av kontinuerlig erfaring, og ikke bare et resultat av kumulativ produksjon uavhengig av tidsforløpet (Grübler *et al.*, 1999). Et studie av Argote og Epple (1990) viser hvordan enhetskostnadene i flyproduksjon steg etter masseoppsigelser og stor gjennomtrekk av arbeidskraft i slutten av 1970 årene.

En rekke studier har vist store variasjoner i progresjonsraten for ulike teknologier, men at det typiske er en verdi mellom 65 - 95%. Medianverdien er fra 81 - 82% (Dutton og Thomas, 1984). Variasjonen kan tilskrives flere forhold; Neij (1997) grupperer ulike teknologier etter mulighetene for å utnytte skalafordeler, og antar at dette er en delvis forklaring på variasjonen i progresjonsratene. Andre forklarer variasjonen med at PR avhenger av hvor moden teknologien er. (Grübler *et al.*, 1999).

Figur 10 - Læringskurver



Til venstre er læringskurven fremstilt i et vanlig diagram, til høyre i et diagram med logaritmiske akser. Læringskurven fremstår dermed som en rett linje.

Til tross for stor empirisk støtte for læringskurver er det ikke teoretisk grunnlag for å kunne si noe om formen på kurvene eller verdien på progresjonsratene, IEA (2000). Selv om bruken av læringskurver ikke kan forstås som en deterministisk teori om teknologisk læring, har fenomenet blitt observert innenfor en rekke teknologier og kan gi innsikt i fremtidig kostnadsutvikling.

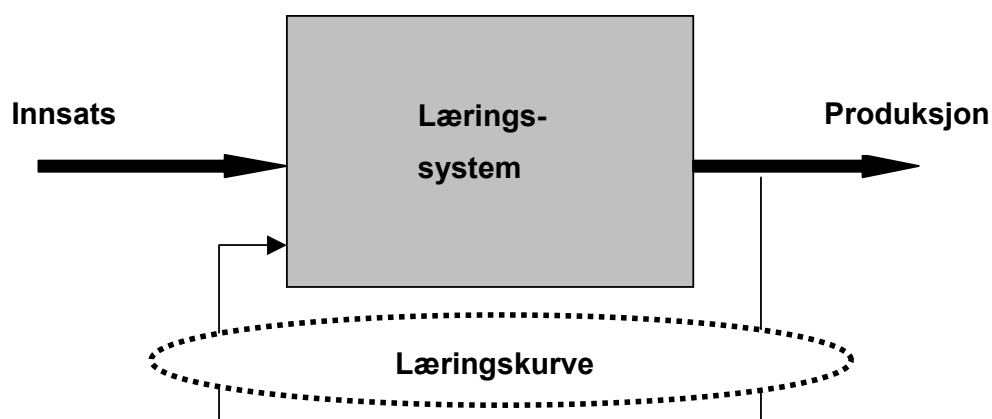
4.1.1. En utvidet definisjon av læringskurver

De tidligste studiene av læringskurver fokuserte på de enkelte innsatsfaktorenes betydning i produksjonsprosessen. Boston Consulting Group (BCG) utvidet definisjonen av læringskurven til å gjelde utviklingen av *totale* kostnader, dvs. kostnader knyttet til forskning, utvikling, produksjon og markedsføring av et gitt produkt (Boston Consulting Group 1972). BCG introduserte et skille mellom "experience curve," som betegnet sammenhengen mellom utvikling i *totale* kostnader og kumulativ produksjon, og "learning curve" som en sammenheng mellom en av flere substituerbare innsatsfaktorer og kumulativ produksjon. Sistnevnte refererte seg til ren læring og arbeidskraftens effektivitet, mens førstnevnte omfattet de totale effekter av erfaring, fra økt effektivitet blant ansatte til teknologisk forbedring, til bedre ledelse. Man gikk mao. over til å se på læring innen et større *system* av faktorer.

Årsakene til kostnadsreduksjonen kan være en kombinasjon av mange forhold; endring i produksjonsprosessen (prosessforbedringer, læringseffekter og skalaeffekter), produktforbedringer (nye produkter, forbedret konstruksjon, standardisering) og endringer i faktorpriser. Siden læringsprosessen er sammensatt av mange faktorer som kan ha stor variasjon på kort sikt, bør den ses i lys av en utvikling over tid. Kun etter flere doblinger av kumulativ produksjon kan trenden oppfattes klart (Neij 1997). Krawiec (1980 ,1983), Hall og Howell (1985) argumenterer mot at man kan aggregere kildene til kostnadsreduksjonene, men disse må identifiseres og analyseres hver for seg.

Figur 11 viser en enkel læringsmodell. I en markedssituasjon vil læringssystemet vurdere effekten av produksjonen på markedet og tilpasse seg internt i systemet for å forbedre ytelsen. Denne interne tilpasningen er basert på tidligere erfaring i å benytte innsats til produksjon.

Figur 11 - Grunnmodell for et læringssystem



Kilde: IEA, 2000

Læringskurven definerer produktiviteten som forholdet mellom produksjon og innsats. Innsatsen måles vanligvis i monetære enheter og produksjonen i fysiske enheter, som f.eks. øre/kW eller US\$/mt. Modellen impliserer at læring er et resultat av produksjon, eller at et system uten produksjon ikke vil lære. Kostnadseffektivitet er også et resultat av at ny teknologi produseres og avsettes i et marked, og ikke kun er gjenstand for forskning. Hva som skjer intern i læringssystemet er ikke en del av analysen. Det betyr at også evt. skaleffekter også blir inkludert i modellen uten å bli forklart.

4.2. Skalaeffekter og funksjonsform

Det diskuteres i litteraturen hvorvidt skalaeffekter kan og bør inkluderes i læringseffekten. Antakelsen om funksjonsformen gir at kostnadsreduksjonen er avhengig av kumulativ produksjon, og skalaeffekter defineres gjerne som en reduksjon i enhetskostnaden ved økt produksjon. Det kan dermed ses på som viktig å skille disse to effektene fra hverandre, bla. ut i fra at man antar at skalaeffekter gradvis vil nærme seg et metningspunkt, samtidig som empiriske resultater tilsier at læringseffekter er nær konstant mht. kumulativ produksjon. Det er derimot vanskelig å skille de to effektene fra hverandre fordi de gjerne overlapper hverandre. (Abell, Hammond, 1979).

Berndt (1991) uttrykker en modell som integrerer en Cobb-Douglas produktfunksjon og den tradisjonelle modellen for læringskurver nevnt over, på logaritmisk form. Dette gjør det mulig under visse forutsetninger å estimere de ulike effektene hver for seg. Han viser videre hvordan

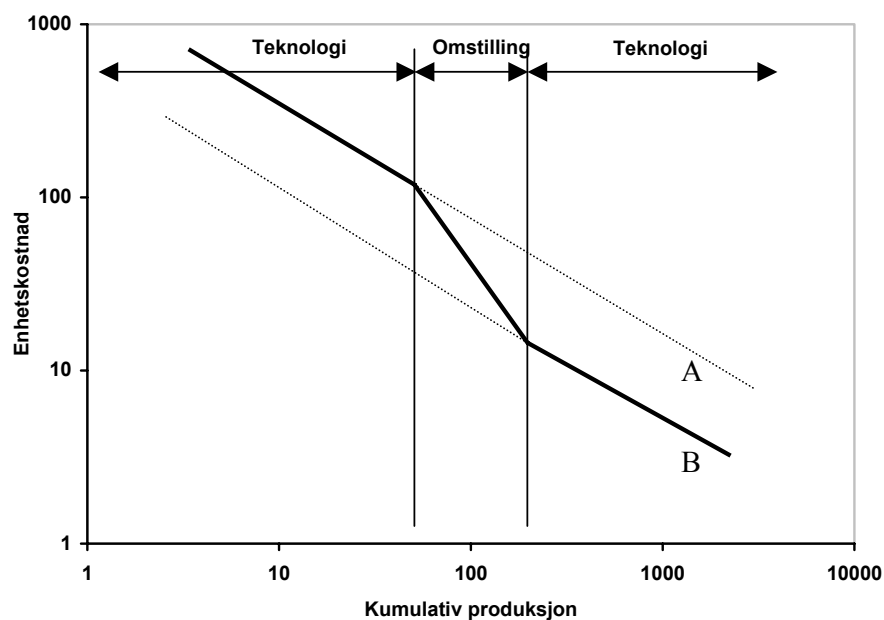
modellen for læringskurven kan uttrykkes som et spesialtilfelle av Cobb-Douglas funksjonen under forutsetning av konstante skalaeffekter og deflaterte priser på innsatsfaktorene.

Det er likevel ikke uvanlig å inkludere skalaeffekter som en del av læringseffektene, og beholde den opprinnelige modellen for læringseffekt. Dette er også valgt her.

4.3. Sammenheng pris og læring - interne og eksterne faktorer

I estimeringen av læringskurver kan både kostnadsdata og prisdata benyttes⁶. Det er viktig å være oppmerksom på hva dette betyr for formen på kurvene. Ved radikale endringer i teknologien, teknologiske strukturelle endringer, vil vi forvente at dette reflekteres i bedriftenes kostnader og dermed formen på læringskurvene basert på kostnadsdata. Man kan forvente at en teknologisk nyvinning kan vises som et brudd i kurven, slik som i Figur 12.

Figur 12 - Teknologisk strukturell endring



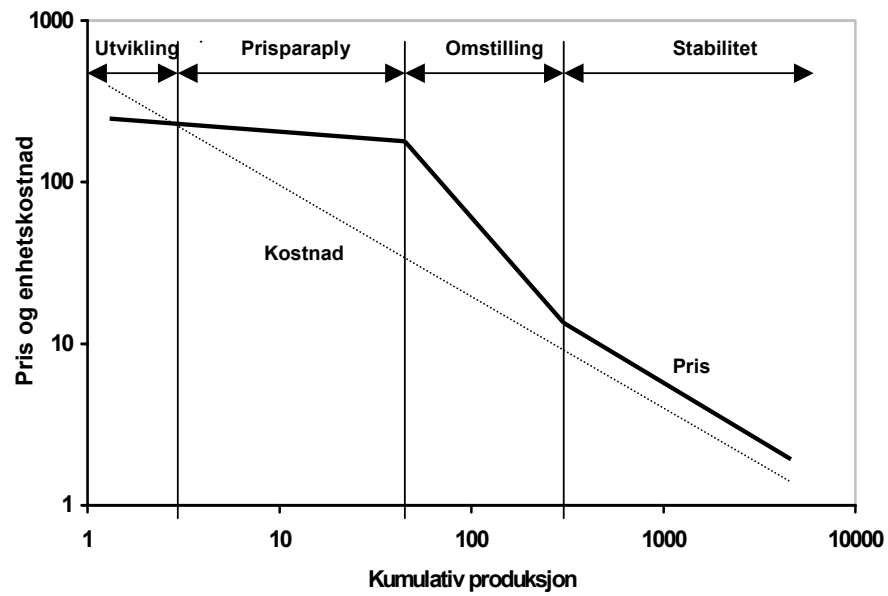
Kilde: IEA, 2000

⁶ Kostnadsdata refererer seg til de faktiske kostnadene for produsenten på ulike ledd i produksjon og markedsføring av et produkt. Prisdata er prisen på et omsatt produkt.

Fordi kostnadsdata kan være vanskelig tilgjengelig blir prisdata ofte benyttet i stedet for å estimere læringskurver. Dette kan imidlertid ha konsekvenser for estimatene på læringsindeksen, mao. formen på kurvene, fordi markedsforhold og prisstrategier også vil spille inn. I et fritt og stabilt marked, der profittmarginen er konstant, vil kostnadskurvene og priskurvene forventes å være parallelle. I et mindre idealisert marked vil derimot de ulike aktørenes markedsrett og prisstrategier, og andre forhold, påvirke prisene og dermed estimatene, vist ved formen på kurvene. Dette fenomenet har blitt observert for en rekke teknologier. BCG har analysert forholdet mellom priser og kostnader for en rekke produksjonsteknologier og karakteriserer sammenhengen som i figur 13.

Gjennom den første fasen, utviklingsfasen, settes prisene ofte ut i fra et ønske/strategi om å etablere et marked. Prisene kan settes lavere enn reelle kostnader ut i fra en forventning om framtidig reduserte produksjonskostnader. I neste fase kan markedsleder holde prisene oppe fordi konkurrentene kan antas å ha høyere produksjonskostnader. I omstillingsfasen faller prisene relativt raskere enn kostnadene som følge av konkurranse, markedsposisjonering eller andre forhold. BCG viser at PR på ca. 60% er typisk for denne fasen, men med betydelig variasjon. Utviklingen vil være midlertidig, prisene kan naturlig nok ikke vedvare under kostnadsnivået for alle aktørene. Etter en slik omstilling stabiliseres markedet, profittratene normaliseres og prisutviklingen følger kostnadsutviklingen. Dette viser hvordan læringseffekten kan over- eller underestimeres i ulike perioder, avhengig av type data estimeringen baserer seg på.

Figur 13 - Sammenheng pris og kostnad



Kilde: Boston Consulting Group, 1968

5. Metode

Det er kostnadene ved byggingen av LNG anlegget, dvs. nedkjølingsenheten som er sentralt i analysen. Dette er den dominerende kapitalkostnaden i LNG kjeden, og med de begrensningene som må ligge på analysen er det naturlig å fokusere på denne delen.

Hovedhypotesen som forsøkes testet er om det kan påvises en sammenheng mellom spesifikke investeringskostnader per enhet ved byggingen av LNG anlegg og kumulativ installert kapasitet, uttrykt som tradisjonelle læringskurver. I tillegg er det interessant å forsøke og estimere og kategorisere ulike nivåer på enhetskostnadene avhengig av hva slags installasjon som blir gjennomført; om det er et nytt anlegg eller en utvidelse - og mht. størrelsen på anlegget, gitt ved antall tog. Til slutt vil det være nyttig å undersøke hvorvidt de ulike installasjonene har samme kostnadsutvikling, og drøfte resultatene opp mot teorien for læringskurver.

Dette krever data som beskriver kostnadsutviklingen og erfaringen med teknologien over en bestemt periode, og en stor del av arbeidet har dermed gått med til å innhente dette datamaterialet.

5.1. Uavhengighet og sammenlignbarhet?

LNG anlegg er store kompliserte anlegg til titalls milliarder kroner, bygget i ulike deler av verden, under ulike lokale forhold. En skulle dermed vente at det er vanskelig å sammenligne denne type konstruksjoner i en læringskurveanalyse. En forutsetning for at dette kan gjøres er at produktet i læringssystemet er homogent og sammenlignbart.

LNG teknologien sies å oppfylle dette fordi den kan regnes som en global teknologi. Teknologien er utviklet gjennom store, internasjonale selskaper, bla. av de største oljeselskapene, slik at teknologien har vært brakt dit gassen er tilgjengelig. Teknologien er relativt uavhengig av geografisk beliggenhet, og variablene dermed kan ses på som uavhengige mht. dette.

Anleggene må som regel tilpasses lokale forhold, i tillegg til kvaliteten på gassen som utvinnes. Disse variasjonene antas imidlertid å være tilfeldig fordelt og er også av mindre betydning for de totale kostnadene. Videre er både det endelig sluttproduktet, LNG, og naturgassen i gassform er å regne som ensartete produkter og innsatsfaktorer⁷. Det er derfor ikke grunn til å ekskludere enkelte av anleggene fra analysen på bakgrunn av anlegget har flere eller andre formål.

5.2. Datatilgjengelighet og datautvalg

Som nevnt ovenfor er selskaper generelt lite villige til å oppgi sine reelle produksjonskostnader. Dette betyr at kostnadsdata kan forventes å være vanskelig tilgjengelig og at det er mer hensiktsmessig å benytte seg av prisdata, jf. diskusjonen i avsnitt 4.3. Med prisdata forstår jeg her den totale prosjektkostnaden for LNG anlegget. Dette er å anse som prisdata i denne sammenhengen fordi dette er den kontraktsfestede summen kjøper og selger(e) av anlegget har avtalt, selv om totale kapitalkostnader vil være en *kostnad* i produksjonen av LNG.

Prisdata er også mer hensiktsmessig siden konstruksjonen av et anlegg er en komplisert prosess, og består av mange kostnadskomponenter.

Prosjektkostnadene er hentet fra en rekke kilder. Disse varierer mellom EIA, dokumenter hos lokale myndigheter, oljeselskaper, entreprenører og en rekke artikler i bransjetidsskrifter, spesielt Petroleum Economist og Oil and Gas Journal. I tillegg finnes det flere bransjenettsteder som publiserer samlet og detaljert informasjon om nyere prosjekter og kontrakter. Når prosjektkostnadene er referert er det så godt som uten unntak de totale kostnadene som nevnes. Det er vanskelig å finne oversikter over de ulike kostnadskomponentene, med unntak av estimater som er gjort i ulike analyser. Dette har endret seg noe over tid. De eldste anleggene har det ikke vært mulig å finne kostnadsanslag for, dvs. anleggene i Algerie, USA, Libya og Brunei. Det er også sparsommelig for enkelte av de etterfølgende anleggene. I tillegg til at referansene er få, kan de være noe grove i anslagene, dessuten kan det være usikkert hvorvidt anslagene inkluderer kostnadene for skip og utvinning av felt. Tallene er korrigert for dette der dette er kjent. Disse delene er nært knyttet

⁷ Naturgassens kvalitet varierer mht. CO₂ innhold og innhold av kommersielt interessante gasser som kan påvirke

til hverandre, men det er etter hvert blitt naturlig å skille leddene i kjeden fra hverandre. Konstruksjonen av selve LNG anlegget er dermed utskilt som en egen komponent de siste 20 årene. Dette gjør at utvalget begrenser seg selv til ikke å inneholde de første anleggene.

En del av observasjonene er fremtidige prosjekter og investeringsanslagene kan dermed sies å representere en usikkerhet. Ved f.eks. en systematisk undervurdering av kostnadene som realiseres vil man stå i fare for å overestimere læringseffektene. Dette kan være problematisk, men for å ha en tilstrekkelig størrelse på datagrunnlaget er fremtidige prosjekter likevel inkludert.

5.3. Nye anlegg og utvidelse av eksisterende

Den begrensede tilgangen på detaljerte kostnadsopplysninger gjør det hensiktsmessig å skille mellom *nye* anlegg og *utvidelser* av eksisterende. Nye anlegg ("greenfields") krever bygging av til dels omfattende permanent infrastruktur i tillegg til kjøleenhetene, dvs. havneanlegg, veier o.l. og kostnadene ligger derfor betydelig over en ren utvidelse, selv om disse også kan kreve store inngrep. Det er f.eks. typisk at totale enhetskostnader reduseres med 20-30% ved en utvidelse fra ett til to tog (EIA, 2001). I tillegg varierer kostnadene geografisk mht. arbeidskraftskostnader, miljø- og sikkerhetskrav.

Data fra utvidelser kan derfor antas å bedre representere de spesifikke investeringskostnadene ved kjøleenhetene enn nye anlegg. Kostnadsutviklingen for nye anlegg er likevel vel så interessant i denne sammenhengen, men den må studeres separat siden data i ikke tillater en nærmere spesifisering og oppdeling av kostnadene. En skulle forvente at læringseffektene er de samme for både nye og utvidede anlegg, alt annet gitt.

Kumulativ *installert kapasitet* for produksjon av LNG brukes som indeks for læring. Læring er et resultat av produksjon av anlegg, og anleggenes kvalitet måles som årlig produksjonskapasitet. Dette er kjente kapasiteter som er tilgjengelig fra en rekke kilder. Når det gjelder de tidligst bygde anleggene er det et poeng at disse gjerne ble overdimensjonert,

produksjonsprosessen og lønnsomhetsbetraktninger. Dette tas ikke hensyn til her.

og etter hvert produserte større mengder en det som var kontraktfestet⁸. Dette bidraget til en lavere gjennomsnittskostnad diskuteres nærmere i del 2.2.

5.4. Prisindeks, investeringstidspunkt/tekniske forutsetninger - depresiering

Det er *realprisen* på anleggene som er utgangspunktet for kostnadsberegningen. Prisene er justert til amerikanske dollar (USD) med år 2000 som basisår, ved å benytte en indeks basert konsumprisindeksen oppgitt av US Department of Labour, Bureau of Labour Statistics. Kostnaden er normalt oppgitt i USD, med unntak av de australske anleggene, som er oppgitt i lokal valuta.

En generell prisindeks bør ifølge Brandt (1991) benyttes i stedet for en industribasert indeks der effekten av læring vil spises opp ved at indeksen allerede inkluderer produktivitetsforbedringer i industrien.

Når det gjelder tidspunkt for prisfastsettelsen, er dette uproblematisk ved anlegg som allerede er bygget, men det kan være betydelig usikkerhet knyttet til planlagte, fremtidige anlegg. Riktignok tyder mye på at anslagene er sikrere enn tidligere etter som flere anlegg er blitt bygget og kunnskapene større, samtidig som økt fokusering på kostnadssiden generelt krever presisjon. På den annen side kan man tenke seg at dette kan bidra til underestimering i anslagene av strategiske hensyn.

Inflasjonskorrigering av forventet kostnad ved bygging av planlagte anlegg blir justert fra forventet produksjonsstart til 2000.

5.5. Regresjon

En modellspesifisering kan ta utgangspunkt i funksjonsformen fra kapittel 4 der læringsfunksjonen uttrykkes som

$$k = a \cdot q(t)^{-b} \text{ eller på en enklere form som } k = a \cdot q^{-b}$$

⁸ Ofte referert til som "gold plating"

For å benytte OLS estimering omskrives uttrykket på følgende måte

$$k' = \ln k \text{ og } q' = \ln q$$

slik at vi får

$$k' = \alpha + \beta q', \quad \alpha = \ln a, \beta = -b$$

eller

$$\ln k = \alpha + \beta \ln q \text{ der } \alpha = \ln a, \beta = -b$$

Læringsfunksjonen i sin enkleste form er dermed linearisert.

Datasettet inneholder en kombinasjon tidsseriedata og paneldata. Dette kan håndteres på ulike måter. Den enkleste er å estimere en regresjon for hver kategori. En annen metode er å samle alle observasjonene i en *pott*, og benytte dummyvariabler til å skille de ulike kategoriene.

Denne teknikken blir gjerne benyttet på et samlet datasett av både tidsserie og paneldata i situasjoner der kategoriene av paneldata er få, men der antall tidsserieobservasjoner er relativt mye større (Gujarati, 1995). Er modellen riktig spesifisert vil dette kunne gi mer effektive estimer, inferens og sannsynligvis bedre prediksjoner.

Ved å benytte en slik teknikk forutsettes det implisitt at restleddene for de ulike kategoriene er homoskedastiske, og at de ikke er korrelerte. Dette sterke kravet må i så fall veies opp mot ulempen ved å benytte få observasjoner når kategoriene vurderes hver for seg.

Det forutsettes også i første omgang at restleddet oppfyller de klassiske OLS egenskapene, og at estimatene dermed er BLUE⁹.

I denne analysen forventes det en systematisk forskjell i kostnadsnivået på *nye* anlegg og *utvidelser* av disse. I tillegg ventes det en systematisk forskjell i kostnadsnivået mht. antall installerte tog i de utvidede anleggene. Nye anlegg er kun unntaksvis konstruert med bare ett tog. Selv om det er tendenser til at anlegg fremover blir konstruert med ett tog i en oppstartsfase, tas ikke de hensyn til her.

⁹ Best linear unbiased estimate

Spesifiseringen av regresjonene må derfor gjøres mht. hvorvidt man antar ulik grad av læring for de ulike kategoriene, evt. teste dette, og hvilke antagelser man gjør om restleddets varians. Det er rimelig å anta at variansen for nye anlegg og for utvidelser vil ha ulike årsaker og at kategoriene derfor bør testes separat. Antallet tog i et anlegg antas å ikke ha en systematisk innvirkning på variansen og samme regresjon bør dermed kunne benyttes på data fra begge kategorier. I praksis betyr dette at man kan benytte en dummy for å korrigere for at kategoriene forventes vil ha ulikt konstantledd, men samme parameter for stigning.

Strukturelle brudd i tidsserien kan også forventes. Et slikt brudd kan f.eks. være av en type som vist i figurene 12 og 13. Evt. årsaker kommenteres nærmere i forbindelse med vurderingen av de empiriske resultatene. En nærmere spesifisert hypotese om dette kan testes ved hjelp av dummyvariabler. Fordelingen av observasjoner er ujevnt fordelt og det kan dermed forventes at estimerer fra en sen periode kan være mer effektive enn fra en tidlig periode.

Under disse forutsetningene kan regresjonene uttrykkes;

$$(1) \quad \ln k_i = \beta_0 + \beta_1 D_i^{tog} + \beta_2 \ln Q_i + u_i \quad \text{-utvidelser, ett og to tog}$$

$$(2) \quad \ln k_i = \alpha_0 + \alpha_2 \ln Q_i + v_i \quad \text{-nye anlegg, to tog}$$

k_i gjennomsnittlig enhetskostnad

Q_i kumulativ installert kapasitet

D^{tog} dummy antall tog

i observasjon nr. i

$\beta_0, \beta_1, \beta_2, \alpha_0, \alpha_1, \alpha_2$ er parametrene som skal estimeres

For å teste en hypotese om strukturelle brudd for hver av kategoriene kan dette gjøres ved å innføre en dummyvariabel som skiller mellom to perioder, og som korrigerer for endret konstantledd og endret stigningskoeffisient. (1) kan dermed skrives som

$$(3) \quad \ln k_i = \beta_0 + \beta_1 D_i^{tog} + \beta_2 D_i^{per} + \beta_3 \ln Q_i + \beta_4 D_i^{per} \ln Q_i + u_i$$

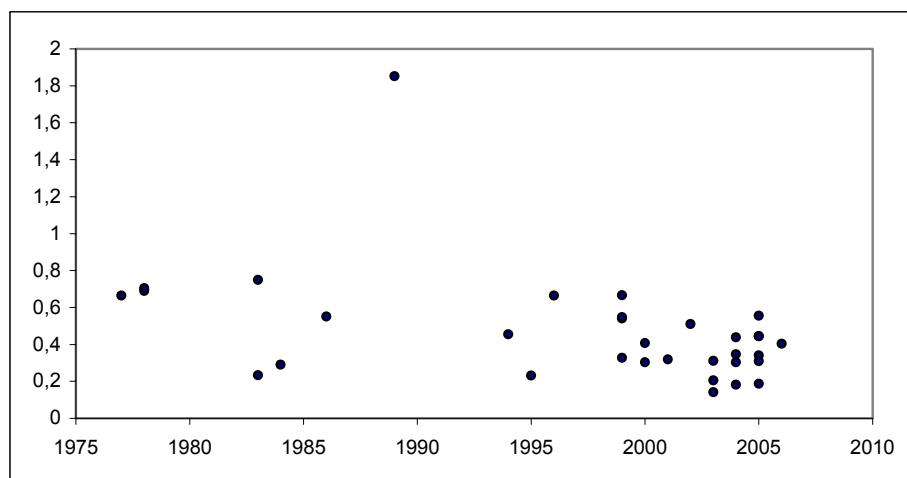
$$(4) \quad \ln k_i = \alpha_0 + \alpha_1 D_i^{per} + \alpha_2 \ln Q_i + \alpha_2 D_i^{per} \ln Q_i + v_i$$

6. Empiriske resultater

6.1. Utvikling over tid

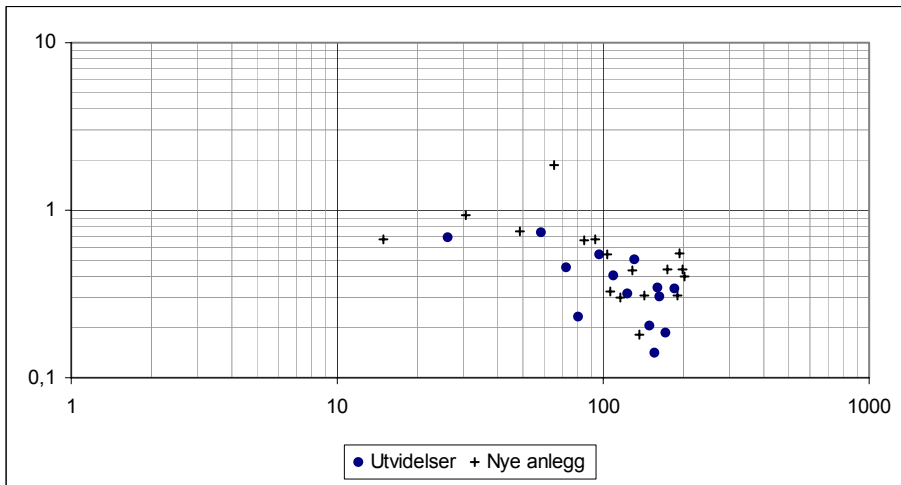
Figur 14 viser en samling av alle observasjonene for hele perioden, og gjenspeiler at kostnadsnivået er temmelig varierende og at investeringsnivået har økt betraktelig i siste halvdel av nittiårene. I perioden 1985-95 var det få endringer i markedet, med kun tre nye anlegg. At læringsprosessen ikke har vært kontinuerlig kan f.eks. være en indikasjon på at kostnadsnivået ikke reduseres i samme grad som forventet (se Grübler, 1999).

Figur 14 - Enhetskostnadsnivå over tid, alle anlegg (\$/mt)



En inndeling av anleggene etter nye anlegg og utvidelser er som nevnt interessant i seg selv, men også nødvendig fordi kostnadsdataene inneholder ulike komponenter og dermed ikke direkte sammenlignbare. Dette er gjort i figur 15 i tillegg til å fremstille observasjonene i et læringsdiagram.

Figur 15 - Alle observasjoner i læringsdiagram



6.2. Estimering av læringskurver og test av strukturell stabilitet

6.2.1. Utvidelser

Resultatene fra regresjon (1) i forrige kapittel gjengis i tabell 4 under, der alle data er fra Appendiks 1. Disse viser at estimeringen indikerer en klart signifikant læringseffekt.

Resultatene fra testen for strukturell stabilitet for utvidelser er gjengitt i tabell 5. Testen er gjort under ad hoc antakelser om et tidspunkt som indikerer et brudd i utviklingen.

Resultatene er et eksempel som gjengir det mest signifikante settet mht. å indikere et strukturelt brudd. Testverdiene for koeffisienten til D^{per} viser at variabelen ikke er signifikant, og testen gir dermed ingen støtte for en hypotese om et strukturelt brudd, dvs. for å si at det har vært signifikante endringer i utviklingen av enhetskostnadene på et gitt tidspunkt i tid, innenfor hele perioden av tidsserien.

Resultatene viser videre at det er en signifikant forskjell på *nivået* for enhetskostnadene mht. antall tog det utvides med, og at en utvidelse med ett tog gir høyere enhetskostnader, noe som kan indikere store faste uavhengige kostnader ved installasjonen.

Til slutt gir ikke resultatene grunnlag for å forkaste hypotesen om at progresjonsraten over tid er den samme for begge typer utvidelse.

Plott av data med estimerte læringskurver og et sammendrag av resultatene fra regresjon (1) følger under.

Tabell 4 - Regresjon, utvidelser

$$\ln k_i = \beta_0 + \beta_1 D_i^{\log} + \beta_2 \ln Q_i + u_i$$

<i>Regresjonsstatistikk</i>	
Multipel R	0,86
R ²	0,74
Justert R ²	0,70
Standardfeil	0,264
Observasjoner	16

	<i>Koeffisienter</i>	<i>Standardfeil</i>	<i>t-Stat</i>	<i>P-verdi</i>
Skjæringspunkt	2,393	0,601	3,981	0,002
β_1	-0,515	0,136	-3,779	0,002
β_2	-0,686	0,126	-5,460	0,000

$D^{\log}=1$ for antall tog>1

Tabell 5 - Test av strukturell stabilitet

$$\ln k_i = \beta_0 + \beta_1 D_i^{\log} + \beta_2 D_i^{\text{per}} + \beta_3 \ln Q_i + \beta_4 D_i^{\text{per}} \ln Q_i + u_i$$

<i>Regresjonsstatistikk</i>	
Multipel R	0,87
R ²	0,76
Justert R ²	0,67
Standardfeil	0,275
Observasjoner	16

	<i>Koeffisienter</i>	<i>Standardfeil</i>	<i>t-Stat</i>	<i>P-verdi</i>
Skjæringspunkt	3,018	1,276	2,364	0,038
β_1	-0,495	0,146	-3,383	0,006
β_2	0,826	2,565	0,322	0,753
β_3	-0,857	0,314	-2,731	0,020
β_4	-0,118	0,549	-0,215	0,833

$D^{\log}=1$ for antall tog>1, $D^{\text{per}}=1$ for Q>85

Dette gir

$$(1) \quad \ln \hat{k}_i = 2,39 - 0,52 D_i^{\log} - 0,69 \ln Q_i$$

$$(2) \quad \ln \hat{k}_i = 3,02 - 0,49 D_i^{\log} + 0,83 D_i^{\text{per}} - 0,86 \ln Q_i - 0,12 D_i^{\text{per}} \ln Q_i + u_i$$

Basert på (1) gir dette følgende læringsfunksjoner

- (3) $\hat{k}_i = 10,94Q_i^{-0,69}$ -Læringsfunksjon, utvidelser med *ett* tog
- (4) $\hat{k}_i = 6,54Q_i^{-0,69}$ -Læringsfunksjon, utvidelser med *to* tog

En læringskoeffisient lik $-0,69$ gir en progresjonsrate, $PR=0,62$. For hver dobling av installert kapasitet er enhetskostnaden redusert til 62% av det oppinnelige.

Et konfidensintervall for læringskoeffisienten kan uttrykkes

$$(5) \quad \hat{\beta}_1 - t_{\alpha/2} se(\hat{\beta}_1) \leq \beta_1 \leq \hat{\beta}_1 + t_{\alpha/2} se(\hat{\beta}_1)$$

Dette gir intervallet $\langle -0.9577, -0.4148 \rangle$ for et 95% signifikansnivå som videre gir et intervall for progresjonsraten (PR) lik

$$(6) \quad \langle 0.51 \leq PR \leq 0.75 \rangle$$

Konfidensintervallet for β_1 illustrerer en usikkerhet i anslaget på PR, men også at PR er relativt høy, dvs. kostnadsreduksjonen er kraftig med hensyn på kumulativ installert kapasitet. Dutton og Thomas (1984) har i et studie av et stort utvalg bransjer vist at PR gjerne ligger mellom 70 og 90%, og at PR-verdier utenfor dette intervallet er mindre typisk. Schrattenholzer (2002) finner i et studie av 42 energiteknologier et noenlunde sammenfallende resultat der det typiske er en PR mellom 75 og 95%. Disse studiene er basert på data for enhetskostnader og kumulativ produksjon.

Det er verdt å nevne at resultatene hviler på forutsetningen om at restleddets varians er den samme for begge kategorier. Denne forutsetningen kan testes ved en enkel Park-test, der den generelt ukjente σ_i^2 antas å være en funksjon av X_i . Park foreslår benytte \hat{u}_i^2 i stedet for σ_i^2 og å gjøre følgende regresjonstest;

$$(7) \quad \begin{aligned} \ln \hat{u}_i^2 &= \ln \sigma^2 + \beta \ln X_i + v_i \\ \Updownarrow \\ \ln \hat{u}_i^2 &= \alpha + \beta \ln X_i + v_i \end{aligned}$$

Er β signifikant er det rimelig å anta heteroskedastisitet i datasettet, og at OLS-estimatorene dermed ikke lenger er BLUE. Er den ikke signifikant kan man som et utgangspunkt akseptere forutsetningen om homoskedastisitet (Gujarati, 1995).

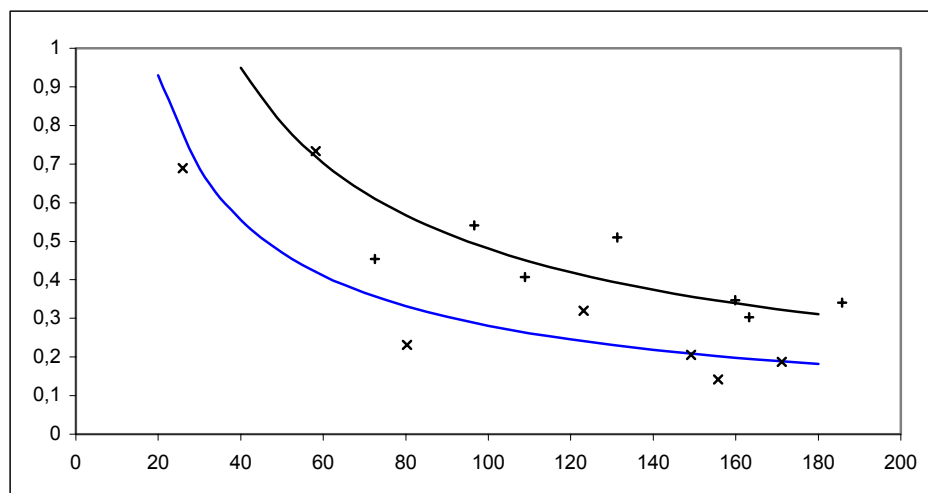
Tabell 6 - Park-test

Regresjonsstatistikk				
Multipel R	0,053			
R-kvadrat	0,003			
Justert R-kvadrat	-0,068			
Standardfeil	2,918			
Observasjoner	16			
		F	Signifikans-F	
		0,040	0,844	
	Koeffisienter	Standardfeil	t-Stat	P-verdi
α	-5,081	8,780	-0,579	0,572
β	1,154	5,770	0,200	0,844

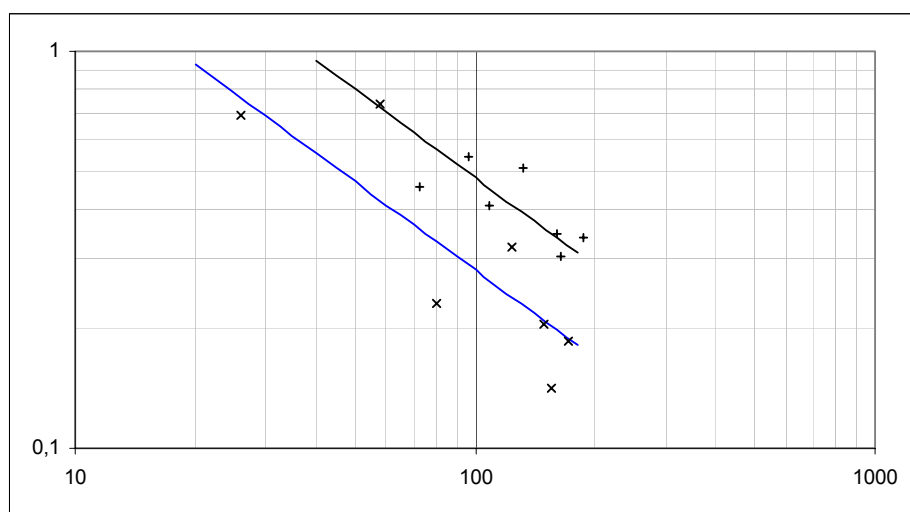
Resultatene i tabell 3 mht. R^2 , F- og t-verdiene viser at det er ingen signifikant sammenheng mellom de testede variablene. Det kan derfor i utgangspunktet antas at det ikke er heteroskedastisitet i restleddets varians, dvs. at forutsetningen antas gyldig. Det kan riktignok innvendes mot testen at det introduserte restleddet \hat{v}_i ikke nødvendigvis oppfyller OLS forutsetningene og kan selv være heteroskedastisk, men dette blir ikke lagt vekt på her.

Figur 16 og 17 viser læringskurvene for utvidelser av anlegg, kontrollert for om anlegget utvides med ett eller flere tog.

Figur 16 - Læringskurver, utvidelser kontrollert for antall tog



Figur 17 - Læringskurver, utvidelser kontrollert for antall tog



6.2.2. Nye anlegg

Når det gjelder estimeringen av læringskurven for nye anlegg, er denne ikke kategorisert etter antall tog, data er kun for anlegg med to tog. Det har hittil ikke vært bygget anlegg med bare ett tog, først og fremst pga. de teknologiske begrensningene og kravet om et minste produksjonsnivå for å gi lønnsomhet. Noen av de tidligste anleggene ble bygget med flere enn to tog, men dette har ikke vært typisk for senere konstruksjoner.

Det er derimot testet for strukturell stabilitet, under en antakelse om at det har vært en endring i kostnadsutviklingen ved begynnelsen av nittitallet. Dette er gjort i tabell 8.

Tabell 7 - Regresjon, nye anlegg

$$\ln k_i = \alpha_0 + \alpha_1 \ln Q_i + v_i$$

Regresjonsstatistikk			
Multippel R	0,567188802		
R-kvadrat	0,321703137		
Justert R-kvadrat	0,246336819		
Standardfeil	0,474485249		
Observasjoner	11	F	Signifikans-F
		4,268526652	0,068803792

	Koeffisienter	Standardfeil	t-Stat	P-verdi
Skjæringspunkt	1,263784307	0,88368857	1,430124085	0,186465966
α_1	-0,41620924	0,201452525	-2,0660413	0,068803792

Regresjonen i tabell 7 gir et forholdsvis svakt resultat for de fleste verdiene, og det kan se ut til at spesifiseringen av modellen ikke er riktig. Når det gjelder resultatene for strukturelt brudd er de noe sterkere. Her er t-verdiene signifikante for koeffisienten som kontrollerer for et brudd, men konstantleddet og stigningstallet aksepteres ikke for et nivå under $\alpha=0,08$. Som figurene under viser må dette antas å ha sammenheng med få observasjoner og stor varians, spesielt for de første observasjonene. R^2 -verdiene gir en indikasjon på at det er en rimelig forklaringskraft i modellen, men heller ikke veldig sterk.

Tabell 8 - Test av strukturell stabilitet

$$\ln k_i = \alpha_0 + \alpha_1 D_i^{per} + \alpha_2 \ln Q_i + \alpha_3 D_i^{per} \ln Q_i + v_i$$

Regresjonsstatistikk			
Multipel R	0,91		
R^2	0,82		
Justert R^2	0,74		
Standardfeil	0,278		
Observasjoner	11	<i>F</i>	<i>Signifikans-F</i>
		10,525	0,0054

	Koeffisienter	Standardfeil	t-Stat	P-verdi
Skjæringspunkt	-1,864	0,892	-2,089	0,075
α_1	6,202	0,249	2,075	0,077
α_2	0,516	2,175	2,852	0,025
α_3	-1,597	0,483	-3,302	0,013

$D^{per}=1$ for observasjon nr. 5 - 11

For perioden etter et strukturelt brudd gir dette

$$(1) \quad \ln \hat{k}_i = -1,86 + 6,20 D_i^{per} + 0,52 \ln Q_i - 1,60 D_i^{per} \ln Q_i + u_i$$

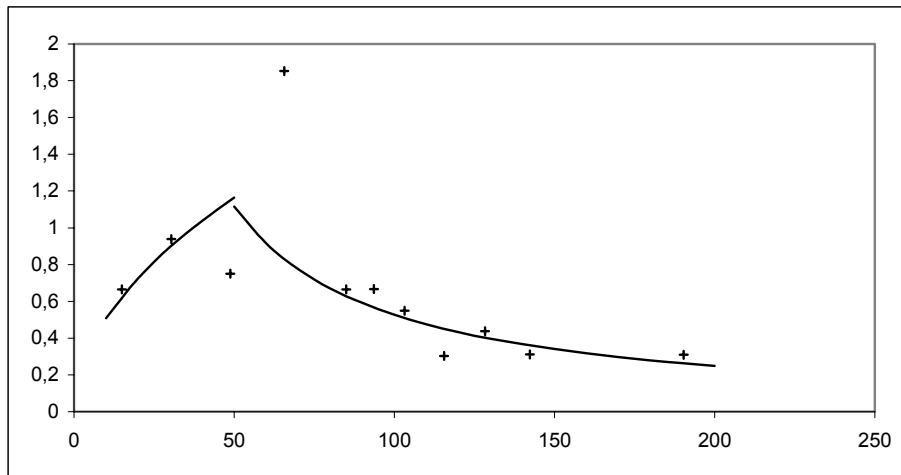
Basert på siste periode i (1) gir dette

$$(3) \quad \hat{k}_i = 4,34 Q_i^{-1,08} \quad \text{-Læringsfunksjon, nye anlegg med to tog}$$

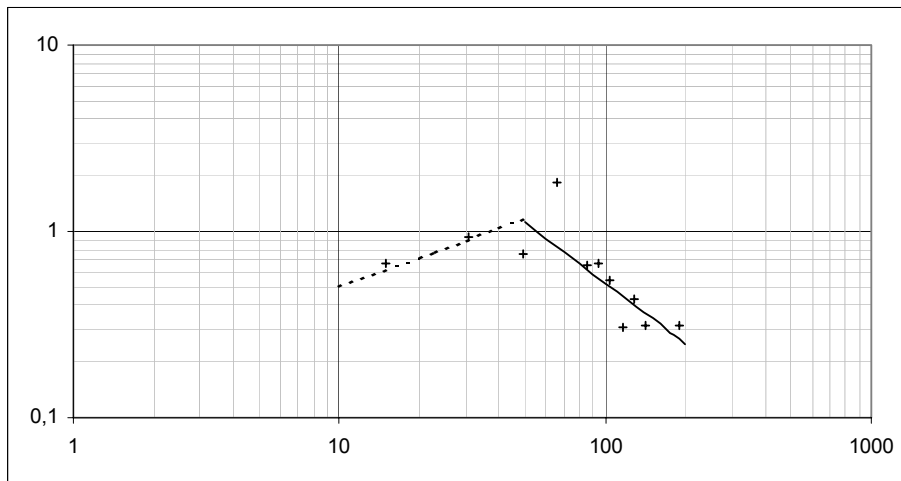
En læringskoeffisient lik $-1,08$ gir en progresjonsrate, $PR=0,47$. For hver dobling av installert kapasitet er enhetskostnaden redusert til 47% av det oppinnelige. Dette er for så vidt en svært høy progresjonsrate sammenlignet med resultater i andre empiriske analyser (se f.eks. Neij, 1997). Likevel kan resultatet virke rimelig fordi det stemmer overens med hva som har vært

hevdet i bransjen – at kostnadene har blitt redusert med 50% gjennom 1990 årene. Mht. modellen har det vært en dobling i installert kapasitet fra 1989 til 2002, fra 67,9 til 131,3 mty.

Figur 18 - Læringskurver, nye anlegg



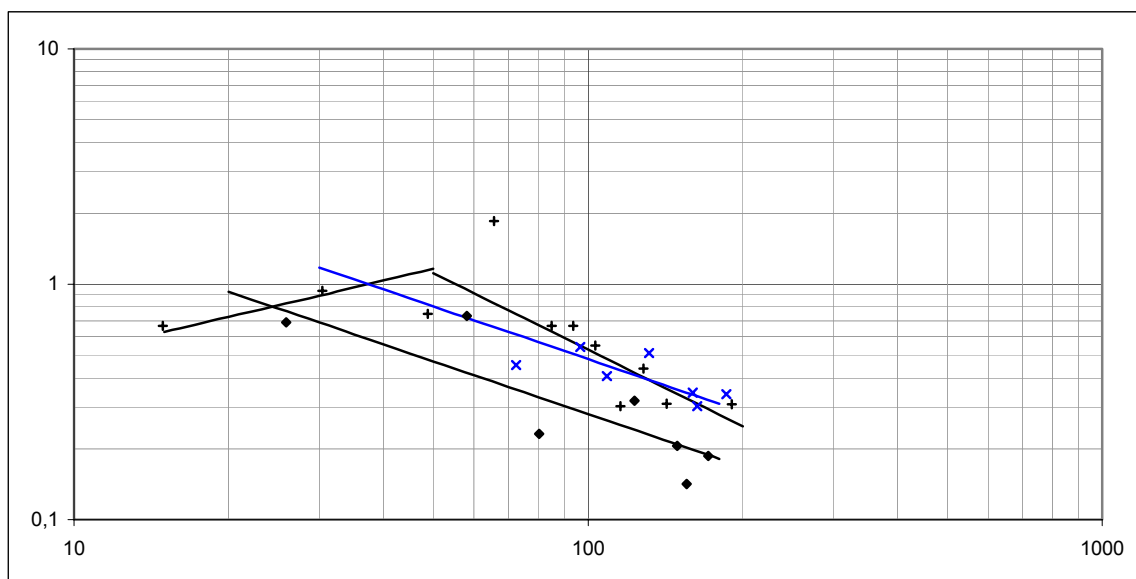
Figur 19 - Læringskurver, nye anlegg



Få observasjoner spesielt før 1990 gjør som sagt regresjonsanalysen for denne perioden lite hensiktsmessig, men det er likevel lagt inn en læringskurve i figuren på bakgrunn av estimatene i regresjonsanalysen for å illustrere en mulig utvikling i denne perioden. Bruddet i linjen samsvarer neppe med en endring i utviklingen på et gitt tidspunkt, men er ment å illustrere læringen som en kontinuerlig prosess.

Figur 20 viser en kombinasjon av de foregående figurene for å gi en sammenligning av de estimerte læringskurvene. Under antakelsen om lik progresjonsrate for ulike typer utvidelser kan det se ut til at enhetskostnadene for nye anlegg (to tog) i dag er omtrent på samme nivå som for utvidelser (ett tog) og at det nærmer seg nivået for utvidelser (to tog). Ved å anta at kostnadsutviklingen for utvidelser bedre representerer en ren teknologisk utvikling enn nye anlegg, er det rimelig å forvente at disse på sikt vil ha en parallell kostnadsutvikling der differansen kan tenkes å representere en form for etableringskostnader som følge av behovet for infrastruktur.

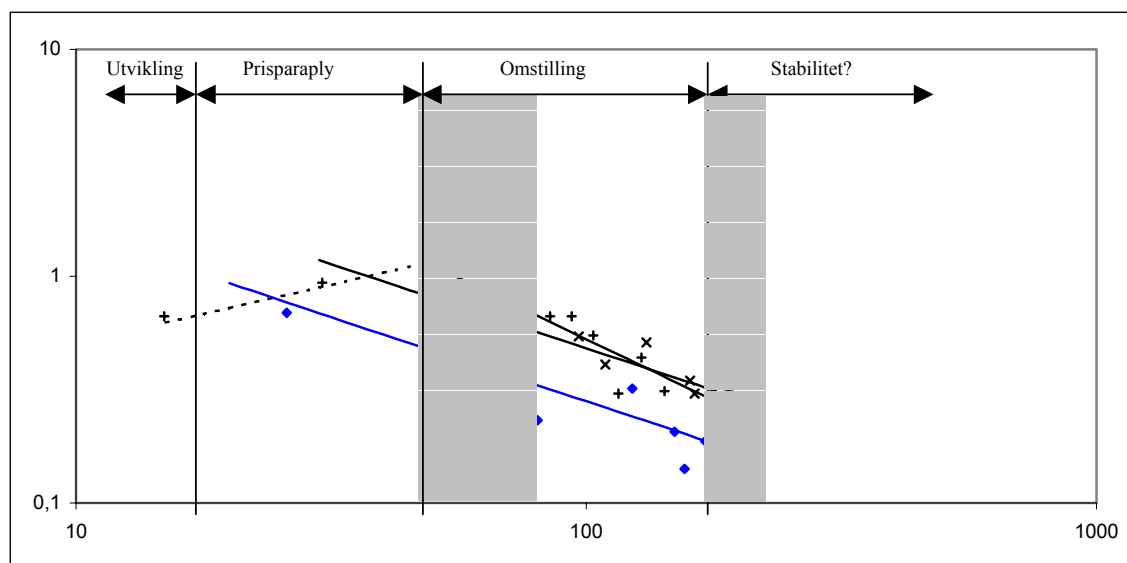
Figur 20 - Prisparaply?



Figur 21 tilsvarer figur 20, men er forsøkt inndelt i faser på bakgrunn av drøftingen i kapittel 3. Dette kan illustrere at progresjonsraten er raskere for nye anlegg enn for utvidelser fordi markedet og den teknologiske utviklingen er i en omstillingsfase, og at nye prosjekter har et større potensial for kostnadsreduksjoner enn utvidelser. Det er ikke tilstrekkelig med observasjoner til å trekke tilsvarende konklusjoner for den foregående prisparaplyfasen, men det virker ikke urimelig at det har vært enn endring i utviklingen, et strukturelt brudd. Det er vanskelig å fastslå et nærmere bestemt tidspunkt for anslaget og det mest sannsynlige området er dermed farget grått, et område som tilsvarer perioden ca. 1987-1995. Hvis

kostnadsutviklingen forventes å være parallell for utvidelser og nye anlegg på lengre sikt, vil dette kjennetegne en stabilitetsfase som kan innledes der kostnadsnivået for nye anlegg og utvidelser når et bestemt forhold. Figuren indikerer at dette kan være tilfellet noe tid etter siste observasjon i 2007, hvis man forutsetter at det ikke skjer radikale endringer i teknologien.

Figur 21 - Læringskurver og faser



6.3. Hva forklarer kostnadsutviklingen?

Kostnadsutviklingen for utvidelsesprosjekter kan synes å ha en relativt stabil fallende tendens. Nye anlegg har derimot vært igjennom en utvikling som kan beskrives som en prisparaply; en periode med et stigende eller relativt stabilt kostnadsnivå, som går over i en periode med fallende enhetskostnader, der tendensen er sterkere enn hva den rene teknologiske utviklingen skulle tilsi - her representert ved utvidelsesprosjekter. Dette kan føres tilbake til flere forhold, og det kan være nyttig å først se på de antatt direkte årsakene mot en historisk bakgrunn.

Utvidelser er i mindre grad gjenstand for påvirkning av eksterne faktorer enn nye anlegg fordi kostnadsdataene inneholder ulike komponenter. Utvidelser står for hoveddelen av den teknologiske siden når det gjelder kjøleteknologi, og kan på den måten sies å representere den

teknologiske utviklingen. Byggingen av nye anlegg har tradisjonelt inkludert langt flere elementer og de kan dermed sies å ha et større potensial for kostnadsreduksjoner, når kostnadene i seg selv blir relativt mer viktig enn f.eks. det å etablere seg i et marked.

6.3.1. Bakgrunn

Ved produksjonsstarten for Australias forsinkede North West Shelf-prosjekt i 1989 var den asiatiske etterspørselen etter LNG på vei opp igjen etter oljesjokkene i 1979 og 1986. Korea og Taiwan begynte import i 1986 og 1990, der Korea sto for en kraftig vekst i de neste årene. Japans energietterspørsel var i kraftig vekst og kunne bare møtes gjennom produksjon av kraft fra gasskraftverk.

Denne veksten i etterspørselen ble i all hovedsak dekket gjennom utvidelser av eksisterende anlegg og økt produksjon i eksisterende anlegg, fordi dette var mer økonomisk enn å bygge nye anlegg. Dette førte til at i begynnelsen av 1990 årene var alle mulighetene for utvidelser utnyttet. Fortsatt høy etterspørsel måtte dermed dekkes av nye prosjekter, tilsynelatende uansett kostnad, og dette ga rom for kontrakter med høyere LNG-priser. Dette kan tilsvare perioden rett før og etter det strukturelle bruddet i figur 21, i overgangen fra en prisparaply til en omstillingsfase.

En konsekvens av de økte prisene i kontraktene var at japanske kraftselskaper økte sin etterspørsel av kull på bekostning av gass. Reduksjonen i etterspørselen ble også forsterket av Asia-krisen i 1998 (Shepherd, 1999).

I første halvdel av 1990 årene ble en rekke nye prosjekter påbegynt, og i 1995 ble det klart at man gikk mot et overskuddstilbud i de tradisjonelle markedene. Dette kan ha bidratt til at eksportører var villig til å inngå mindre rigide langtidskontrakter, f.eks. uten pristak og -gulv eller minimumspriser. Kontraktene som Korea Gas Corp. inngikk med Oman og Qatar i 1995, 1996 og 1997 er eksempler på et ønske om økt fleksibilitet.

En periode med substitusjon bort fra gass i eksisterende markeder samtidig med et voksende overskuddstilbud kan antas å ha ledet til et uttrykt behov for en reduksjon i kostnadsnivået for nye anlegg, fra eksportørenes side. Både for å opprettholde markedsandelen i eksisterende

markeder samtidig med behovet for å være konkurransedyktig når nye markeder måtte etableres.

Generelt ser vi en utvikling der oppmerksomheten har skiftet fra *forsyningssikkerhet* til *pris*, både i langtidskontrakter og spotmarkedet, og både for eksportører og importører, jf. kapittel 3.

6.3.2. Kostnadene prioriteres - eksterne faktorer

Fordi det har vært bygget relativt få nye LNG-anlegg har det tradisjonelt vært få operatører og potensielle EPC¹⁰ kontraktører som har hatt evne til å håndtere prosjekter av disse dimensjonene og dermed hatt muligheten til å utvikle ekspertise og erfaring på området. Samtidig har det vært få lisenshavere av prosess teknologien, i praksis kun én, APCI¹¹. Nettopp ekspertise og erfaring var avgjørende faktorer for både eierne av anleggene og kjøperne av LNG, spesielt fordi man la stor vekt på forsyningssikkerhet. Det er derfor rimelig å anta at konkurransen har vært begrenset i kampen om kontrakter til prosjektene, og at investeringsprisene dermed kan ha vært høyere enn hvis konkurransen om kontraktene var større. Dette kan være med på å forklare en antatt prisparaply i figur 21. I den grad markeds makt har påvirket kostnadene (markedsprisen) for teknologien er det rimelig å forvente at læringseffekten overestimeres i omstillingsfasen der dette endres, både for nye anlegg og for utvidelser. Dette betyr også at kostnadsutviklingen for utvidelser vil være overestimert i forhold til den reelle underliggende kostnadsutviklingen.

I siste halvdel av 1990 årene har man sett en klar utvikling i retning av flere kvalifiserte EPC aktører og dette har antakelig bidratt til å presse prisen ned gjennom økte muligheter for konkurranse om tildeling av kontrakter. Det har også kommet flere leverandører av teknologi på markedet, bla. tyske Linde som leverer LNG-teknologien til utbyggingen av Snøhvitfeltet. Dette kan på sikt forventes å bidra til at den relativt sterke reduksjonen i kostnadene opprettholdes, og f.eks. at flere typer spesialtilpassede småskalaanlegg kan realiseres. Dette kan svare til omstillingsfasen i figur 21.

¹⁰ EPC - *Engineering, procurement and construction* - prosjektering, innkjøp og bygging.

¹¹ Air Products and Chemicals, Inc.

Bedre muligheter for finansiering av prosjekter har også bidratt til å redusere kapitalkostnadene. Tidligere ble prosjektene egenfinansiert gjennom lån og kreditter gitt av kjøperne, og ved aksjekapital gjennom de største oljeselskapene. Dette ga et solid grunnlag for langsiktige kontrakter. Qatars RasGas brøt trenden i midten av 1990 årene ved å finansiere USD 1,2 mrd. gjennom det amerikanske obligasjonsmarkedet. Anlegg blir nå oftere prosjektfinsiert gjennom globale kapitalmarkeder.

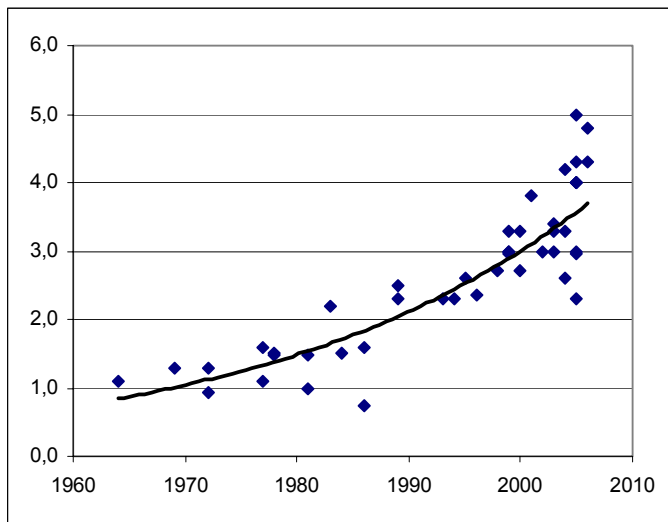
Som diskutert tidligere er liberalisering av energimarkeder i importlandene og konvergering av gass- og kraftpriser et viktig bidrag til at prisen på LNG, og dermed kostnadene, er viktigere enn tidligere.

6.3.3. Kostnadsreduksjon gjennom teknologisk utvikling og læring - interne faktorer

Det kan pekes på flere faktorer som kan sies å være en del av læringssystemet fra kapittel 4. Disse faktorene kan dermed antas å være hovedforklaringen på kostnadsutviklingen for anleggsutvidelser, og dermed også tjene som en viktig delforklaring for kostnadsutviklingen for nye anlegg. Det følgende bygger i hovedsak på Troner (2001), Tusiani (2001), Avidan (2000), IEA (2001).

Skalaeffekter: Som figur 22 viser har størrelsen på togene økt jevnt fra de tidligste versjonene på i underkant av 1 mty til dagens planlagte på nærmere 5 mty. Gassturbiner med økt effektivitet og større enheter har redusert det nødvendige antallet turbiner i anleggene til halvparten. Shell har estimert at muligheten for anlegg med to turbiner har redusert kapitalkostnadene gjennom nittitallet med 20% (Tijm et al, 1995). Større enheter gir lavere driftskostnader per produsert enhet, og reduserer tiden for fullføringen av EPC kontrakter og dermed kapitalkostnadene. Et studie av Merlin Associates (1998) viser at et anlegg som bygges med to tog på 8,0 mty har nær 15% lavere enhetskostnader enn et anlegg som bygges med 6,6 mty. Dette kan også være en nærliggende forklaring på forskjellen i enhetskostnader i utvidelser med ett og to tog, som vist tidligere.

Figur 22 - Utvikling av produksjonskapasitet per tog (mty)



Data i Appendiks

Forbedret prosessteknologi: Som vist i kapittel 3.4 er det en stadig utvikling av selve kjøleteknologien. Dette har gitt flere konkurrerende teknologier, og dermed flere muligheter for optimalisering av de ulike anleggene fordi ulike anlegg kan ha nytte av ulike tilpasninger av teknologier, bestemt av lokale faktorer. Den fysiske begrensningen gitt ved den termodynamiske effektiviteten er tilnærmet lik for de ulike teknologiene. Skillet går gjerne på sammensetningen og konstruksjonen av komponentene, og dermed ulikt behov for kapitalkrevende komponenter som f.eks. kompressorer. Bedret optimalisering av luft- og vannkjølesystemer mht. lokale temperaturforskjeller er også med på å øke effektiviteten.

Mindre behov for overdimensjonering: Med bakgrunn i vektleggingen av forsyningssikkerhet og pålitelighet har de fleste anleggene frem til i dag blitt bygget svært konservativt. Dette vil si kraftig overdimensjonering av kapasiteten, krav om kjent teknologi og overinstallering av enheter. De fleste anlegg bygget før 1995 kunne ha en permanent produksjon 20% over kjent kapasitet, og opptil 40% høyere i kortere perioder, når gasstilførselen tillot det. Erfaring i bruk og produksjon av teknologien har gitt utstyrs- og ytelsesgarantier mot bedre tilpasset kapasitet, og dermed redusert kapitalbehovet.

Effektiv konstruksjon: Kostnadsbesparelser er også et resultat av økt standardisering av ulike komponenter, slik som varmevekslere, og økt grad av bygging i større, enhetlige moduler. Bygging i moduler tillater konstruksjon av store enheter i områder med lave arbeidskraftskostnader og høy produktivitet, for deretter å transportere de til det ofte mindre tilgjengelige anleggsområdet.

Bedret prosjektgjennomføring: Større vekt legges etter hvert på solid og uavhengig prosjektering i tidlige faser (FEED), og på valg av strategi for gjennomføringen av prosjektet. Systemet for inngåelser og tildeling av kontrakter er også mer prosjektspesifikt, der man ser en variasjon fra uavhengige anbudskonkurranser på alle nivåer til en vertikal integrasjon gjennom allianser mellom eiere, operatører og EPC selskaper. Dette har gjennom de siste 20 årene redusert kostnadsoverskridelsene, forkortet prosjektperiodene med 20% og bedret sikkerheten på anleggene betydelig¹².

6.3.4. Kostnadskomponentenes andel av kostnadsreduksjonen

En oversikt over de ulike kostnadskomponentene i et nytt anlegg, typisk for 1980 årene og 1990 årene viser hvordan kostnadsreduksjonen har fordelt seg (Troner, 2001).

Tabell 9 - Kostnadsreduksjon for nye LNG anlegg

	<i>Variasjon i design</i>		
	1980-årene	1990-årene	
Antall tog	3	2	
Kapasitet/tog Mty	2,2	3,3	
Total anleggskapasitet Mty	6,6	6,6	
Enheter	Relativ andel	Relativ andel mht. 1980	1990-kostnader i % av 1980 kostnader
LNG teknologi	33,2	20,9	63%
Støttefunksjoner	12,0	10,3	86%
LNG lagring/lasting	5,8	4,9	84%
Bygningsmasse	6,9	4,3	62%
EPC	21,7	9,0	41%
Subtotal	79,6	49,4	62%
Havnekonstruksjoner	3,7	2,5	68%
Infrastruktur	4,1	4,1	100%
Subtotal	7,8	6,6	85%
Avkastning til eier	12,5	9,8	78%
Total	100,0	65,8	66%

Kilde: DiNapoli og Nissan (2000) i Troner (2001)

Oversikten viser at kostnadene faller for nær alle komponentene, men at reduksjonene er absolutt og relativt størst for teknologi og EPC. Dette samsvarer bra med diskusjonen

¹² I NOU 1999:11, "Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen" vektlegges betydningen av prosjektering og organisering av prosjekter for å redusere kostnadsnivået på norske oljeinvesteringer.

ovenfor. At utviklingen av teknologien gir en kostnad i 1990 årene som er 63% av 1980 årenes og dermed lavere enn for nye anlegg totalt kunne kanskje indikere at utviklingen av utvidelser og nye anlegg skulle være parallell. Her er det derimot en sammenligning av to anlegg med forskjellige antall tog, dermed blir kostnadseffekten større enn det læringskurvene for de ulike typene anlegg tilsier.

7. Prosjeksjoner

I dette avsnittet vil det bli gjort et forsøk på å lage projeksjoner for totalkostnadene for konsumklar LNG, basert på ulike anslag for læringsraten og på ulike kostnadsprofiler.

De totale enhetskostnadene ved levering av LNG til en importør består som tidligere nevnt av flere komponenter, der kapitalkostnadene for produksjon og kondensering er de største. For å kunne estimere fremtidige leveringskostnader må det dermed gjøres forutsetninger om de ulike komponentenes relative andel i tillegg til utvikling over tid.

I OGJ presenteres resultatene av en analyse som estimerer Cost of Service (COS) for ulike produksjons- og leveringsalternativer. Disse estimatene kan være et utgangspunkt for å forsøke å anslå effekten av reduserte kapitalkostnader over tid. Her består enhetskostnaden av tre komponenter; tekniske kostnader, shipping og skatt. De tekniske kostnadene inkluderer nåverdien av fremtidige kapitalutgifter og nettoavkastning på investert kapital, samt driftskostnader¹³. I tillegg er det inkludert eventuelle nettoinntekter fra salg av kondensater og LPG, såkalt kondensatkreditt.

For å rendyrke virkningen læringseffektene i kondenseringsprosessen er de tekniske kostnadene videre inndelt i to grupper, produksjons-/utvinningskostnader og kostnader knyttet til kondenseringen. Inndelingen er gjort på bakgrunn av oppgitte data. Videre er deles produsentene i tre grupper for å illustrere ulike kostnadsalternativer og sammensetninger, og for å vise hvordan dette kan tenkes å påvirke sluttkostnadene over tid.

Det er rimelig å anta at det også er læringseffekter i produksjons- og utvinningsleddet, men siden slike data ikke er tilgjengelige, og for illustrasjonens skyld, forutsettes at det kun er læringseffekter i kondenseringsprosessen, de andre kostnadskomponentene antas konstante. Det oppgitte skattenivået er ment å gjenspeile det totale skattenivå i alle ledd, både særbeskatning av gassutvinning og generell produksjons- og inntektsbeskatning.

¹³ Driftskostnadene er normalt på under 5% årlig, der drivstoffutgifter til turbiner utgjør hoveddelen.

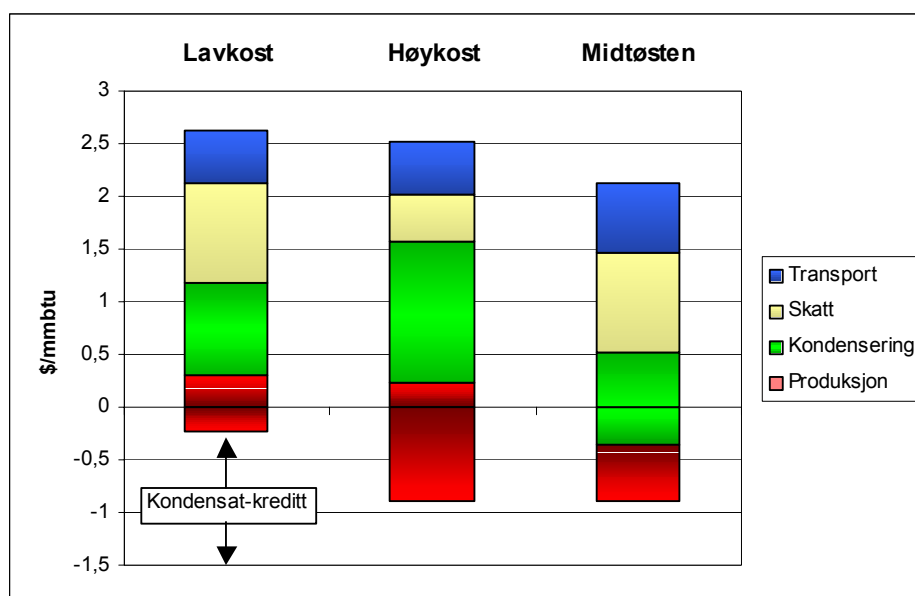
Drøftingen av skipsmarkedet tidligere begrunner også at det ikke er gitt hvordan kostnadsutviklingen for transport vil gå de nærmeste årene, og den antas dermed konstant i perioden.

Figur 23 viser kostnadsfordelingen for tre typiske produsenter. Det første eksempelet som er brukt er et lavkostnads produksjonssted med sterk beskatning og kort transportavstand, samt lav kondensatkreditt. Dette er typisk for produsenter i Øst Asia. I det andre eksempelet er en produsent i et høykostregime, der både utvinning av felt og LNG anlegget krever relativt store kapitalkostnader. Dette kan sies å karakterisere situasjonen for produsenter i Australia. Det siste eksempelet er en typisk produsent i Midtøsten, med relativt lave kostnader, høy beskatning og relativt store transportkostnader. Figuren illustrerer også betydningen av både skattenivået og gasskvaliteten på en produsents konkurranseevne, i tillegg til de teknologispesifikke delene.

Transportkostnadene er beregnet på bakgrunn av tilbakelagt avstand og tilhørende kostnadsestimer fra Platou Economic Research. For de to første eksemplene er det beregnet en avstand på 3500 nautiske mil, som omtrent tilsvarer avstanden fra Trinidad og Tobago til Spania, evt. fra Nigeria til Spania. I det siste eksemplet er det estimert transportkostnader for transport fra Midtøsten til Spania.

De estimerte resultatene gjengis i figur 23 og tabell 10.

Figur 23 - Eksempel på kostnadsfordeling, LNG levert Spania



Tabell 10 - Dekomponering av LNG enhetskostnader (USD, 1999)

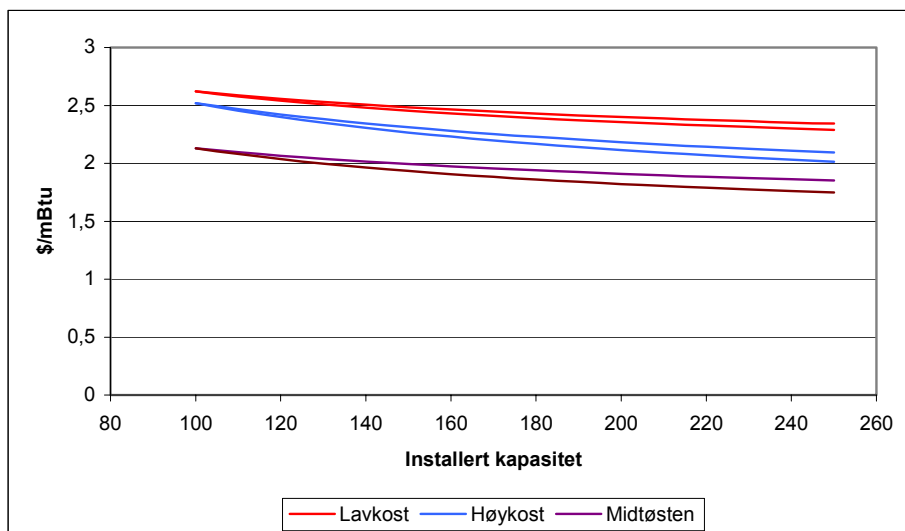
	<i>Lavkost</i>	<i>Høykost</i>	<i>Midtøsten</i>
Kondensat/LPG-kreditt	-0,23	-0,89	-0,89
Produksjon	0,53	1,12	0,53
Kondensering	0,88	1,35	0,88
Skatt	0,94	0,44	0,94
Shipping	0,50	0,50	0,67
Total enhetskostnad	2,62	2,52	2,13

Kostnadene kan så uttrykkes som en funksjon av kumulativ installert kapital, der transportkostnadene og skattenivået antas konstante. Basisåret er 1999 der installert kapasitet passerer 100 mty, og projeksjonsperioden går frem til den installerte kapasiteten på 250 mty. En doblet kapasitet til 200 mty, er forventet å være omtrent år 2007.

Utgangspunktet for kurvene er lav- og høykostnads eksemplene fra tabell 10.

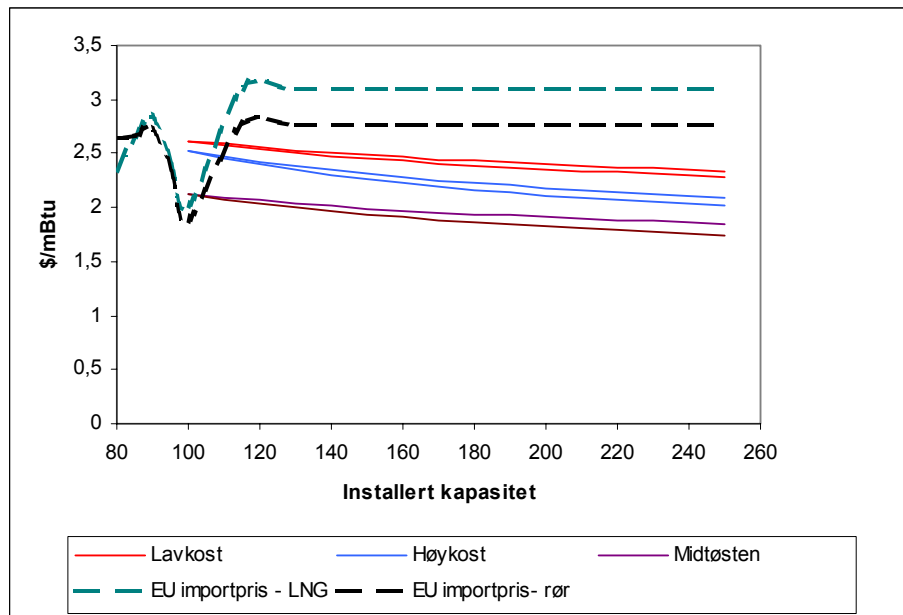
Det er beregnet kurver for ulike progresjonsrater for å illustrere effekten av usikkerheten i anslagene på kostnadene.

Figur 24 - Kostnadsprognose for LNG leveringskostnader



Figur 24 viser de tre produsentalternativene med et progresjonsintervall på 65-75%. Dette kan gi en kostnadsreduksjon på levert LNG på førstnevnte fra ca 2,5\$ til 1,8-2,2\$, mens reduksjonen er noe lavere for produsenten med lavere andel kapitalkostnader i sluttkostnaden. Figurene antyder at læringseffektene kan bidra til reduserte leveringskostnader for nye produsenter i løpet av få år, under de gitte forutsetningene. I figur 25 er årlige gjennomsnittspriser for LNG og rørtransportert gass importert til EU lagt inn.

Figur 25 - Estimerte leveringskostnader og importpriser



Resultatene sammenfattes i tabell 11.

Tabell 11 - Kalkulerte LNG leveringskostnader, 1999 basisår

	Lavkost			Høykost			Midtøsten		
Installert kapasitet	Progresjonsrate								
Mty	0,65	0,70	0,75	0,65	0,70	0,75	0,65	0,70	0,75
100	2,62	2,62	2,62	2,52	2,52	2,52	2,13	2,13	2,13
110	2,57	2,58	2,59	2,44	2,46	2,47	2,08	2,09	2,10
150	2,42	2,45	2,48	2,22	2,27	2,31	1,93	1,96	1,99
200	2,31	2,36	2,40	2,05	2,12	2,18	1,82	1,87	1,91
230	2,26	2,31	2,36	1,97	2,05	2,13	1,77	1,82	1,87

8. Konklusjon

Estimeringen av læringskurvene for LNG kjøleteknologien har vist at det har vært en signifikant kostnadsreduksjon for denne teknologien, og at dette forløpet lar seg uttrykke ved tradisjonelle læringskurver. Kostnadsreduksjonen kan tilskrives flere forhold, både forhold knyttet til interne læringsprosesser i vid forstand, og eksterne forhold, blant annet knyttet til endringer i markedsforholdene. Funnene tilsier en reduksjon på 38% per dobling av installert kapasitet for utvidelser og 53% for nye anlegg. De ulike årsakene til kostnadsutviklingen gjenspeiles også delvis i forskjellen i utvikling for de ulike typene installasjoner som er anleggene inndeles i - nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg. Det kan se ut til at kostnadsreduksjonen for nye anlegg tilsier at markedet er i en omstillingsfase der kostnadene (prisen på anleggene) faller raskere enn den rene teknologiske utviklingen, representert ved utvidelser, skulle tilsi. Resultatene kan indikere at en slik utvikling vil avta mot 2010 forutsatt at det ikke skjer radikale endringer i teknologien.

De viktigste interne faktorene i denne utviklingen er på den ene siden forbedringen av kjøle- og produksjonsteknologien gjennom bla. økningen av produksjonskapasiteten på anleggene, fra ca. 1 mty til dagens planlagte anlegg på 5 mty. I dette ligger utnyttelsen av større enheter, bla evnen til å konstruere større turbiner som igjen gir redusert kapitalbehov per produsert enhet. Bedre tilpasning og optimalisering av kjøleteknologien har også bidratt til reduksjon av kostnadene. På den annen side har utvikling og effektivisering i selve konstruksjons- og utbyggingsfasen vært viktige for å redusere de totale kapitalkostnadene. Eksempler på dette er bla. økt standardisering av teknologikomponentene, som gir mer bygging i moduler - samtidig med et større fokus på prosjektgjennomføring i bransjen og behovet for fleksibilitet og varierte prosjektformer tilpasset utbyggeren.

De viktigste eksterne faktorene gjelder både endringer i energimarkedene spesielt og LNG markedene spesielt. Mange regionale energimarkeder over hele verden har vært preget av rigide markedsformer, men som nå tar mer kommersielle former gjennom ulik grad av liberalisering av markedene. Dermed vektlegges pris relativt mer mot forsyningssikkerhet enn tidligere. LNG markedene har vært svært rigide, men endres nå også i stor grad. Dette har stilt større krav til kostnadskontroll og effektivisering i alle ledd av gasskjeden. Dette bidrar også

til flere aktører, både leverandører av teknologi og leverandører av EPC tjenester i planleggings- og anleggsfasen.

Denne utviklingen bidrar isolert sett til et redusert kostnadsnivå for gass transportert som LNG, og gir dermed muligheter for større konkurranseevne i markeder basert på rørtransport.

En tilsvarende kostnadsreduksjon i andre ledd har vært observert, bla. gjennom reduserte kostnader og bedret teknologi i leting og utvinning av felt, reduserte kostnader ved bygging av LNG skip, mens importterminalene har hatt en mer moderat kostnadsutvikling.

For Europas del vil et redusert kostnadsnivå kunne endre konkurranseforholdet mellom rørtransportert gass og LNG, og i tillegg gjøre gass tilgjengelig fra flere områder enn tidligere. Disse nye kildene vil i økende grad ligge lenger fra importlandene enn tidligere. Siden transportavstanden er en mindre viktig faktor i de totale transportkostnadene for LNG kan dette ytterligere bidra til å øke andelen av LNG i den europeiske gassimporten, selv om rørtransport vil fortsette å være den dominerende transportformen til Europa.

Økt fleksibilitet og større evne til å tilfredsstille kortsiktige markedssvingninger er i økende grad mulig gjennom en begynnende utvikling av et LNG spotmarked. Dette vil øke internasjonal handel med LNG gjennom forbindelse av de store regionale markedene og øke likviditeten i gassmarkedet. Til dette kommer også utviklingen av en gassbørs i Europa på linje med USAs NYMEX..

Det virker dermed rimelig at det gjensidige samspillet mellom omstillingene i LNG markedet, teknologisk utvikling sammen med utviklingen og effektiviseringen av energimarkedene generelt bidrar til en globalisering av gassmarkedet, og at gassprisene på sikt kan ventes å konvergere mot en verdensmarkedspris. For Europa kan derfor dette øke tilgangen på gass gjennom flere aktører på tilbudssiden, samtidig som fremtidig prisutvikling bestemmes av flere faktorer enn tidligere og dermed heftes med større usikkerhet.

9. Litteratur

- Austvik, O. G., (2001): "Gassdirektiv, GFU og norske interesser," Internasjonal politikk 3/2001, NUPI
- Baruch, P., C. Bowkley og R. G. Ryan (2001): "LNG's evolution - Technology, commercial developments," *Oil & Gas Journal* 16.07 2001
- Berndt, E. R. (1991): *The Practice of Econometrics: Classic and Contemporary*, Addison-Wesley Publishing Company, USA
- Bjerkholt, O., Ø. Olsen og S. Ø. Strøm (1990): *Olje- og gassøkonomi*, Universitetsforlaget, Oslo
- Boston Consulting Group Inc. (1974), Perspectives no. 124, 125, 128, 135, 149
- BP Amoco (2001): Statistical Review of World Energy, <http://www.bpamoco.com/>
- Claeson Colpier, U. og D. Cornland (2002): "The economics of the combined cycle gas turbine - an experience curve analysis," *Energy Policy* 30. 309-316
- Dutton, J. M. og A. Thomas (1984): Treating progress functions as a managerial opportunity, *Academy of Management Review* 9/1984
- EIA (2002): *International Energy Outlook 2002*, Energy Information Administration, US dept, of Energy, Washington, <http://www.eia.doe.gov>
- EIA (1998): *Liquefied Natural Gas (LNG) Fact Sheet*, Energy Information Administration, US dept, of Energy, Washington
- EU (1988): *The Internal Energy Market*, Commission Working Document 05/88
- EU (2000a): *Green Paper, Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply (Technical Document)*
- EU (2000b): *Opening up to choice: Launching the single European gas market*, Generaldirektorat for energi og transport, EU-kommisjonen
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_en.html

- Eurogas (2000): *Annual Report 2000*, Eurogas, Belgia, <http://www.eurogas.org/>
- Grübler, A., N. Nakicenovic og D. G. Victor (1998): "Dynamics of energy technologies and global change," *Energy Policy* 27 (1999), 247-280
- Gujarati, D. N. (1995): *Basic Econometrics*, 3. utg., McGraw-Hill Inc.
- Hakes, J. (1997): Worldwide Natural Gas Supply and Demand and the Outlook for Global LNG Trade, *Natural Gas Monthly* 08/1997, EIA
- IEA (2000): *Experience Curves for Energy Technology Policy*, International Energy Agency, Paris
- IEA (2001): *Natural Gas Information 2001*, International Energy Agency, Paris
<http://www.iea.org/>
- IEA (2001): *World Energy Outlook 2001*, International Energy Agency, Paris
- Neij, L. (1997): "Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology," *Energy Policy* 13. 1099-1107
- NOU 1999:11, "Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen," Olje- og energidepartementet
- NOU 2002:7, "Gassteknologi, miljø og verdiskaping," Olje- og energidepartementet
- Observatoire Mediterranéen de l'Energie, OME, (2001): *Assessment of Internal and External Gas Supply Options for the EU (...)*
- Sagen, E. L. (2001): "Mot et liberalisert europeisk gassmarked," *Økonomiske Analyser* 6/2001, Statistisk sentralbyrå, Oslo
- Schrattenholzer, L. (2002): *Analyzing the Case Studies from the Point of View of the R&D and Deployment Model*, ECS project, International Institute for Applied Systems, Laxenburg Østerrike. <http://www.iea.org/workshop/deploy/session2.pdf>
- Shepherd, R. (1999): *Trends and markets in liquefied natural gas*, Public policy for the private sector, nr. 182, The World Bank Group
- Thomas, V. (2000): "There will be too much LNG about," *Petroleum Economist*, 05/2000

- Thomas, V. (2001): "The way ahead for LNG," *Petroleum Economist*, 01/2001
- Troner, A. (2001): "Technology and liquefied natural gas: Evolution of markets," *New energy Technologies in the Natural gas sectors: A policy framework for Japan*. The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, USA
- Tusiani, M. (2001): "The commercialization of LNG markets," *Fundamentals of the Global LNG Industry 2001*, *Petroleum Economist*
- Valais, M., P. Boisserpe, J. Gadon (1982): *The World Gas Industry*, Editions Technip, Paris

10. Appendiks

Data - Nye LNG-anlegg

Land	Navn	Operator	USD/mt	Gj.snitt	Gj.snitt alle	Akk prod	Tog	mt	Akk inst	Årlig akk	Oppstart	mrd USD	Konv (2000)	Kilder ¹⁴
Algerie	Arzew GL4Z	Sonatrach					1	1,1	1,1	1,1	1964			
USA	Kenai	Phillips					1	1,3	2,4	2,4	1969			
Algerie	Skikda GL1K I	Sonatrach					3	2,8	5,2	11,7	1972			
Brunei	Lumut	BLNG					5	6,5	11,7	11,7	1972			
Indonesia	Bontang A/B	PT Badak NGL	0,665838068	0,665838068	0,665838068	88	2	3,2	14,9	17,1	1977	0,75	2,13	
Abu Dhabi	Das Island I	ADGAS					2	2,2	17,1	17,1	1977			
Indonesia	Arun I	PT Arun NGL	0,938141308	0,938141308	0,813877562	125	3	4,5	30,4	30,4	1978	1,6	4,22	Petroleum Economist 12/1984
Malaysia	Bintulu MLNG 1	MLNG 1	0,749711649	0,749711649	0,749711649	341	3	6,6	48,8	48,8	1983	2,86	4,95	Petroleum Economist 12/1985, EIA Country Fact ⁱ
Australia	NWS	NWS JointV	1,851851852	1,851851852	1,851851852	672	3	7,5	62,6	67,9	1989	10	13,89	http://www.australialng.com.au/
Qatar	Qatargas	Qatargas	0,665623467	0,665623467	0,665623467	1278	2	4,7	82,0	85,0	1996	2,85	3,13	PE 2001 ² , www.qatarbank.com ,
Nigeria	Bonny Island	NLNG	0,666047359	0,513973628	0,520864571	1636	2	5,9	90,6	106,2	1999	3,8	3,93	EIA Country Fact ¹
Qatar	Rasgas	RasGas	0,548400238	0,513973628	0,520864571	1636	2	6,6	100,2	106,2	1999	3,5	3,62	Petroleum Economist 07/1999
Trinidad														
Tobago	Atlantic LNG	ALNG	0,327473285	0,513973628	0,520864571	1636	1	3,0	103,2	106,2	1999	0,95	0,98	Central Bank of Trinidad and Tobago
Oman	Oman LNG Qalhat	OLNG	0,303030303	0,303030303	0,355218855	1775	2	6,6	112,5	115,5	2000	2	2,00	EIA Country Fact ¹
Yemen	Yemen	Yemen LNG	0,437859044	0,310004203	0,317635461	2415	2	5,2	125,3	163,2	2004	2,5	2,28	http://www.australia.gov/
Egypt	Idku	ELNG	0,182149362	0,310004203	0,317635461	2415	1	5,0	133,3	163,2	2004	1,0	0,91	Oil & Gas Journal 19/12 2001
Indonesia	Irian Jaya (Tangguh)	Arco/Pertamina	0,311235605	0,311235605	0,219557025	2241	2	6,0	139,3	155,7	2003	2	1,87	Petroleum Economist, <i>LNG History</i>
	Bayu-UndanDarwin													
Australia	II	BHP/Phillips	0,444839858	0,438795838	0,38046811	2600	1	3,0	171,2	198,4	2005	1,5	1,33	NWS Expansion
Australia	Gorgon LNG	Chevron, +			0,38046811	2700	2	8,6	179,8	198,4	2005	A8 ⁱ		
Egypt	Damietta	Union Fenosa	0,309453814	0,438795838	0,38046811	2600	2	4,6	187,4	198,4	2005	1,6	1,42	Petroleum Economist 08/2001
Angola	Angola LNG		0,556049822	0,438795838	0,38046811	2600	1	4,0	191,4	198,4	2005	2,5	2,22	www.mbendi.co.za , http://www.australia.gov/
Venezuela	PVLNG	PVLNG	0,444839858	0,438795838	0,38046811	2600	1	4,0	195,4	198,4	2005	2	1,78	Oil & Gas Journal 03/04 2000
Norge	Snøhvit		0,363372093	0,363372093	0,363372093	2795	1	4,3	199,7	212,3	2006	1,70	1,56	
		Sakhalin												
Russland	Sakhalin II	Energy				3000	2	9,6	209,3	212,3	2006	A8		

¹⁴ Kilder for totale prosjektkostnader

Data - Utvidelser av eksisterende LNG- anlegg

Land	Navn	Operatør	USD/mtv	Gj.snitt	Gj.snitt alle	Akk prod	Tog	mtv	Akk inst	Årlig akk	Oppstart	mrd USD	Konv (2000)	Kilder
Algerie	Arzew GL1Z	Sonatrach	0,689613816	0,689613816	0,813877562	125	6	8,8	25,9	30,4	1978	2,3	6,07	World Petroleum Report 1975
Algerie	Arzew GL2Z	Sonatrach				176	6	8,8	39,2	42,2	1981		0,00	
Algerie	Skikda GL1K II	Sonatrach				176	3	3,0	42,2	42,2	1981		0,00	
Indonesia	Arun II	PT Arun NGL	0,386954118			389	2	3,0	51,8	51,8	1984	0,7	1,16	http://www.bechtel.com/
Indonesia	Arun III	PT Arun NGL	0,611460517			491	1	1,8	53,6	58,1	1986	0,7	1,10	http://www.bechtel.com/
Indonesia	Bontang C/D	PT Badak NGL	0,733752621	0,733752621	0,733752621	491	2	1,5	55,1	58,1	1986	0,7	1,10	http://www.bechtel.com/
Indonesia	Bontang E	PT Badak NGL				583	1	2,3	64,9	67,9	1989			
Indonesia	Bontang F	PT Badak NGL				902	1	2,3	67,2	70,2	1993			
Abu Dhabi	Das Island II	ADGAS	0,454476594	0,454476594	0,454476594	1081	1	2,3	69,5	72,5	1994	0,9	1,05	Petroleum Economist 12/1989
Malaysia	Bintulu MLNG 2	MLNG 2	0,231783283	0,231783283	0,231783283	1174	3	7,8	77,3	80,3	1995	1,6	1,81	EIA Country Fact ⁱⁱ
Indonesia	Bontang G	PT Badak NGL				1421	1	2,7	84,7	87,7	1998			
Qatar	Qatargas	Qatargas	0,541537401	0,541537401	0,520864571	1636	1	3,0	93,6	106,2	1999	1,571	1,62	Petroleum Economist 2001 ⁱⁱⁱ
Indonesia	Bontang H	PT Badak NGL	0,407407407	0,407407407	0,355218855	1775	1	2,7	105,9	115,5	2000	1,1	1,10	http://www.australia.gov/
Qatar	Ras Laffan	Ras Laffan LNG	0,319987712	0,319987712	0,319987712	1921	2	7,6	120,1	123,1	2001	2,5	2,43	Petroleum Economist 12/1999
Nigeria	Bonny Island T3	NLNG	0,509391913	0,509391913	0,509391913	2076	1	3,0	128,3	131,3	2002	1,6	1,53	
Malaysia	Bintulu MLNG 3 (Tiga)	MLNG 3	0,205964739	0,173717734	0,219557025	2241	2	6,8	146,1	155,7	2003	1,5	1,40	http://www.halliburton.com/
Trinidad Tobago	Atlantic LNG T2/3	ALNG	0,14147073	0,173717734	0,219557025	2241	2	6,6	152,7	155,7	2003	1	0,93	Petroleum Economist 05/2000
Australia	NWS	NWS JointV	0,346951167	0,325266719	0,317635461	2415	1	4,2	156,9	163,2	2004	1,6	1,46	http://www.egoli.com.au/
Oman	Oman LNG Qalhat	OLNG T3	0,303582271	0,325266719	0,317635461	2415	1	3,3	160,2	163,2	2004	1,1	1,00	Arab News
Nigeria	Bonny Island T4/5	NLNG	0,18683274	0,263812655	0,38046811	2600	2	8,0	168,2	198,4	2005	1,68	1,49	NLNG Plans
Indonesia	Bontang I	PT Badak NGL	0,340792569	0,263812655	0,38046811	2600	1	3,0	182,8	198,4	2005	1,13	1,01	LNG Express Online Issue ⁱⁱⁱ

ⁱ US Energy Information Administration, *Country Fact*, www.eia.doe.gov

ⁱⁱ Petroleum Economist, *Fundamentals of the Global LNG Industry 2001*

ⁱⁱⁱ <http://home.pdq.net/lngexpress/issue.htm#mobil>